

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

з курсу:

«ЕФЕКТИВНЕ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ»

для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
освітніх програм «Електротехнічні системи електроспоживання» та
«Енергетичний менеджмент»

Укладач:
завідувач кафедри ЕТС та ЕМ,
канд. техн. наук, професор
П. Г. Плешков

Кропивницький 2023

Конспект лекцій з курсу «Ефективне використання електроенергії в системах енергоспоживання»: для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. П.Г. Плешков; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2023. – 266 с.

Укладач:

П. Г. Плешков – канд. техн. наук, професор

Рецензент:

В. М. Каліч – канд. техн. наук, професор кафедри АВП

Затверджено
на засіданні кафедри
електротехнічних систем та
енергетичного менеджменту
Протокол № 13 від 13.02.2023 р.

ЗМІСТ

ЛЕКЦІЯ 1. ПРОМИСЛОВЕ ПІДПРИЄМСТВО ЯК СПОЖИВАЧ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	7
1.1. Особливості живлення та розподілу електричної енергії на промисловому підприємстві.....	7
1.2. Генеральний план підприємства, вибір центра та розрахунок картограми навантажень.....	11
1.3. Графіки електричних навантажень підприємства	15
1.4. Вирівнювання добового графіка електричного навантаження в умовах дії диференційованих тарифів	23
1.5. Реактивне навантаження підприємства	30
 ЛЕКЦІЯ 2. ЕФЕКТИВНЕ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	 39
2.1. Визначення втрат електричної потужності та енергії в лініях	39
2.2. Заощадження електричної енергії в мережі шляхом рівномірного розподілення струму вздовж перерізу шин	44
2.3. Заощадження електричної енергії в мережі шляхом переведення її на вищу напругу.....	45
2.4. Вирівнювання навантажень фаз у мережі 0,4 кВ	46
 ЛЕКЦІЯ 3. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ	 49
3.1. Розрахунок втрат потужності та енергії	49
3.2. Вибір оптимального режиму роботи трансформаторів	56
 ЛЕКЦІЯ 4. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗА РАХУНОК КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	 67
 ЛЕКЦІЯ 5. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗА РАХУНОК ПІДТРИМАННЯ НАЛЕЖНОГО РІВНЯ ЇЇ ЯКОСТІ	 86
 ЛЕКЦІЯ 6. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ДВИГУНАХ	 105
6.1. Впровадження енергоефективних двигунів	105
6.2. Заміна недовантажених електродвигунів двигунами меншої потужності	107

6.3. Заощадження електричної енергії за рахунок перемикання обмоток статора за схемою «трикутник» - «зірка»	110
6.4. Впровадження автоматичних обмежувачів неробочого ходу двигунів	115
6.5. Заощадження електричної енергії в режимі коротких циклів	119

ЛЕКЦІЯ 7. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ПОМПОВИХ УСТАНОВКАХ

7.1. Підвищення коефіцієнта корисної дії pomp	124
7.2. Покращення завантаження pomp та вдосконалення регулювання їх роботи	125
7.3. Зменшення витрат та втрат води	126
7.4. Впровадження частотно-регульованого електропривода	129

ЛЕКЦІЯ 8. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ВЕНТИЛЯЦІЙНИХ УСТАНОВКАХ

8.1. Загальні положення	142
8.2. Заміна вентиляторів старих типів на сучасні	147
8.3. Впровадження енергоефективних способів регулювання подавання вентиляторів	147
8.4. Блокування вентиляторів теплових завіс з пристроями відчинення та зачинення воріт	151
8.5. Покращення роботи вентиляторів за рахунок зміни режиму їх роботи	152
8.6. Усунення дефектів під час експлуатації вентиляторних установок	152
8.7. Впровадження автоматичного керування вентиляційними установками	153

ЛЕКЦІЯ 9. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В КОМПРЕСОРНИХ УСТАНОВКАХ

9.1. Визначення потужності, яку споживають компресори	155
9.2. Зменшення номінального робочого тиску компресорної установки	158
9.3. Впровадження прямоточних клапанів у поршневих компресорах	159
9.4. Резонансне надування поршневих компресорів	160
9.5. Підігрівання стисненого повітря перед пневмоприймачами	161

9.6. Заміна компресорів на нові з вищим коефіцієнтом корисної дії.....	161
9.7. Втрати стисненого повітря, технічної води, кисню, інших рідин та газів внаслідок незадовільного стану трубопроводів, з'єднувальної чи запірної арматури	162
9.8. Зменшення витоків стисненого повітря	163
9.9. Заміна стисненого повітря іншими енергоносіями	164
9.10. Заміна пневмоінструмента електроінструментом	165
9.11. Заміна стисненого повітря вентиляторним дуттям	165

ЛЕКЦІЯ 10. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ДУГОВИХ СТАЛЕПЛАВИЛЬНИХ ПЕЧАХ	167
10.1. Загальні положення.....	167
10.2. Підвищення маси садки та вдосконалення підготовки шихти	174
10.3. Зменшення електричних втрат	176
10.4. Зменшення теплових втрат	182
10.5. Зменшення тривалості простоїв печі	185
10.6. Оптимізація електричних та технологічних режимів роботи електропечей	187

ЛЕКЦІЯ 11. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ПЕЧАХ ОПОРУ	191
11.1. Загальні положення.....	191
11.2. Шляхи зменшення теплових втрат	194
11.3. Збільшення продуктивності електропечей.....	197
11.4. Зменшення втрат на акумуляцію тепла та використання попереднього нагрівання виробів	200
11.5. Раціоналізація електричних та технологічних режимів роботи електропечей.....	204

ЛЕКЦІЯ 12. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ІНДУКЦІЙНИХ УСТАНОВКАХ	207
12.1. Загальні положення.....	207
12.2. Шляхи заощадження електричної енергії в індукційних установках	215

ЛЕКЦІЯ 13. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЗВАРЮВАЛЬНИХ УСТАНОВКАХ	220
13.1. Загальні положення.....	220

13.2. Вибір оптимального способу електрозварювання.....	222
13.3. Усунення або зменшення тривалості неробочого ходу зварювальних агрегатів	225
13.4. Вдосконалення технології електрозварювання	227

ЛЕКЦІЯ 14. ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ОСВІТЛЮВАЛЬНИХ УСТАНОВКАХ.....	229
14.1. Загальні положення.....	229
14.2. Заходи з підвищення рівня енергоефективності на стадії проектування систем освітлення промислових підприємств	230
14.3. Заходи з підвищення рівня енергоефективності під час експлуатації освітлювальних приладів	239
ЛІТЕРАТУРА.....	266

ЛЕКЦІЯ 1

ПРОМИСЛОВЕ ПІДПРИЄМСТВО ЯК СПОЖИВАЧ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Передумовою успішного розроблення заходів з підвищення рівня ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання є опанування основних положень теорії та практики електропостачання промислових підприємств, яким присвячено розділ 1.

1.1. Особливості живлення та розподілу електричної енергії на промисловому підприємстві

Система електропостачання є сукупністю взаємопов'язаних елементів, призначених для виробництва, перетворення, передавання, розподілення та споживання електричної енергії. Складовою системи електропостачання є електричні мережі, необхідні для передавання та розподілення електричної енергії, що складаються з підстанцій, розподільних пристроїв та ліній електропередачі.

Електричні мережі класифікують за:

- номінальною напругою;
- видом електричного струму;
- режимом нейтралі;
- надійністю електропостачання;
- конструктивним виконанням.

Розрізняють мережі з номінальною напругою до 1000 В та понад 1000 В. До мереж з напругою до 1000 В зараховують мережі з напругою 220, 380 і 660 В (низьковольтні мережі). До мереж з напругою понад 1000 В належать мережі з напругою 3, 6, 10, 20 і 35 кВ – мережі середньої напруги; мережі 110, 220 кВ – високої напруги; 330, 500 і 750 кВ – надвисокої напруги; 1150 кВ – ультрависокої напруги.

За номінальну лінійну напругу генераторів та вторинних обмоток знижувальних трансформаторів приймають напругу, що на 5 % перевищує номінальну (0,4; 6,3; 10,5 кВ тощо).

За видом електричного струму розрізняють електричні мережі постійного та змінного струмів промислової частоти 50 Гц, підвищеної – до 10 МГц, високої частоти – понад 10 МГц.

Мережі змінного струму промислової частоти здебільшого використовують у трифазному виконанні, у низьковольтних мережах можуть використовувати також двофазні та однофазні мережі.

Мережі підвищеної та високої частот використовують у спеціальних електротехнологічних установках (індукційні, діелектричні установки тощо).

Мережі постійного струму використовують у деяких промислових виробництвах (електрохімічні установки), у мережах електрифікованого транспорту тощо.

Електроспоживачів I-ої категорії електроенергією повинні забезпечувати два незалежні джерела живлення, а перерва в їх електропостачанні допускається лише на період автоматичного введення резервного живлення. Як незалежні джерела розглядаються два трансформатори районної підстанції, що працюють незалежно, два генератори електричної енергії.

Для електропостачання особливої групи електроспоживачів I-ої категорії слід передбачати додаткове живлення від третього незалежного джерела живлення.

Відповідно до § 19 глави 2 розділу 1 Правил улаштування електроустановок (далі – ПУЕ) [5] для струмоприймачів II-ї категорії у випадку порушення електропостачання від одного з джерел живлення допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Допускається живлення струмоприймачів II-ї категорії однією повітряною лінією, у тому числі з кабельною вставкою, якщо забезпечено можливість проведення аварійного ремонту лінії за період часу, що не перевищує 1 доби.

Відповідно до § 20 глави 2 розділу 1 ПУЕ для струмоприймачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищують 1 доби.

Підстанції промислових підприємств та інших споживачів призначені для приймання електроенергії й перетворення її параметрів (напруги) до величин, необхідних для подальшого її розподілу та споживання; для цього на підстанціях використовують силові трансформатори. Розрізняють головні знижувальні підстанції підприємства (ГЗП) й трансформаторні підстанції (ТП) окремих підрозділів підприємства.

За конструктивним виконанням ГЗП бувають прохідними й тупиковими. У разі значної потужності, що споживається, може відбуватися розукрупнення ГЗП з побудовою кількох розподільних пунктів (РП) високої напруги.

У разі однакової живильної й розподільної напруг на підприємстві споруджують центральний розподільний пункт (ЦРП), призначенням якого є розподіл електроенергії між ТП підприємства.

Якщо на високій стороні ГЗП використовують високовольтні вимикачі й роз'єднувачі на відповідну напругу, то на вторинній стороні ГЗП, в ЦРП і РП встановлюють комірки, які за призначенням можуть бути ввідними, шиноз'єднувальними, фідерними, власних потреб, вимірювальних трансформаторів тощо. Здебільшого перед трансформаторами ТП встановлюють вимикачі навантаження із запобіжниками, а по низькій стороні – автоматичні вимикачі.

Лінія, якою відбувається живлення підприємства, називається живильною, а лінії, якими відбувається живлення окремих ТП на території підстанції, – розподільними. Напруга живильної лінії здебільшого становить 6 – 220 кВ, напруга розподільної мережі – 10 або 6 кВ.

Система електропостачання промислового підприємства повинна відповідати низці основних вимог: забезпечення заданої надійності електропостачання, економічності виконання, підтримання на належному рівні показників якості електроенергії, забезпечення можливості росту навантажень, простота, зручність та безпека експлуатації.

На рис.1.1 наведено приклад схеми електропостачання з розподільними підстанціями. Живлення підприємства здійснюють дві лінії напругою 110 кВ. На ГЗП підприємства встановлено два трансформатори, струмообмежувальні реактори та комутаційну апаратуру на стороні вищої та середньої напруги (6 – 10 кВ). Від шин ГЗП живлення подається на розподільні підстанції, від яких живиться високовольтне навантаження (двигуни, перетворювальні трансформатори, трансформатори потужних електричних печей тощо), трансформаторні підстанції 10/6 кВ і цехові трансформаторні підстанції (ЦТП). Від шин ЦТП напругою 380 (660) В живляться окремі електроприймачі та електроустановки. Для зменшення споживання реактивної потужності використано компенсувальні засоби (конденсаторні батареї КБ).

Під час передавання енергії до споживачів в електропостачальній системі спостерігається наявність технологічних втрат електричної енергії у трансформаторах, лініях високої, середньої та низької напруги, компенсувальних пристроях, реакторах, а також у шинах, контактних з'єднаннях тощо. Крім того, виникають додаткові втрати за рахунок зниженої якості електричної енергії – неприпустимих відхилень

напруги – або невідповідності рівнів напруги параметрам електричного режиму, несиметрії та несинусоїдальності напруги.

Втрати електроенергії в електропостачальній системі – це різниця енергії, отриманої підприємством на межі балансової належності та спожитої приймачами; вони можуть сягати 5 – 7% від корисно спожитої енергії. Безпосереднє вимірювання значення втрат електроенергії не проводять, втрати визначають розрахунковим способом для різних елементів електропостачальної системи.

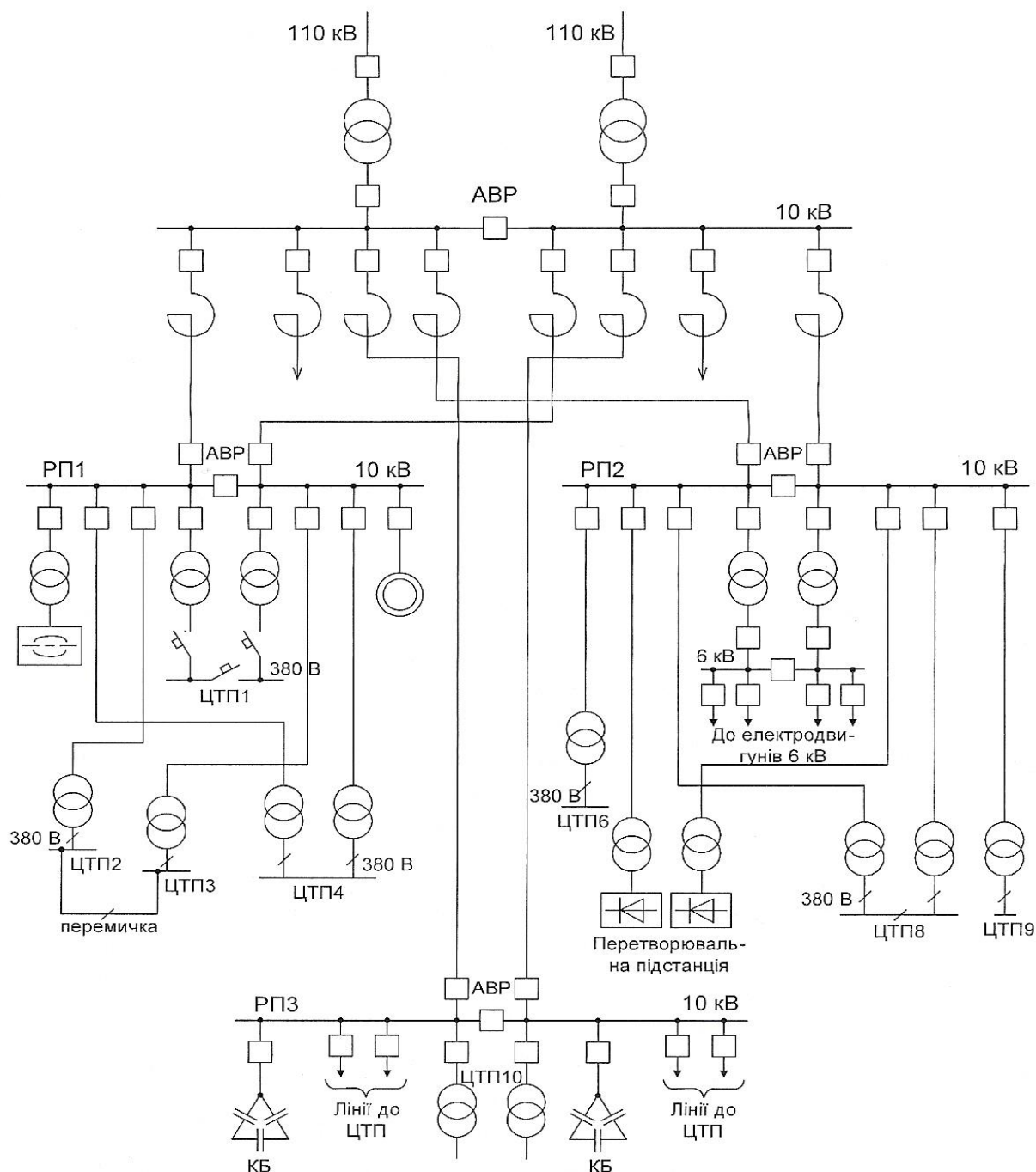


Рисунок 1.1 – Схема електропостачання підприємства

1.2. Генеральний план підприємства, вибір центра та розрахунок картограми навантажень

Під час проектування для вирішення питання щодо розміщення на території підприємства підстанцій на генеральний план підприємства наносять картограму електричних навантажень кожного підрозділу. У цьому разі центр навантаження знаходиться в геометричному центрі підрозділу. Відносно прийнятої осі координат розраховують моменти навантаження (добуток активного навантаження на відстань відносно осей X та Y), на основі яких визначають центр навантаження.

Теоретичний центр електричних навантажень (ЦЕН) визначаємо як точку з координатами:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{CYM_i} \cdot x_i)}{\sum_{i=1}^n P_{CYM_i}}; \quad (1.2.1)$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{CYM_i} \cdot y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{CYM_i}}, \quad (1.2.2)$$

де P_{CYM_i} – сумарне максимальне електричне навантаження i -го підрозділу; x_i, y_i – координати i -го навантаження об'єкта, м; n – кількість підрозділів підприємства.

Картограма електричних навантажень – це ряд кіл у центрах навантаження окремих підрозділів підприємства.

Радіус кола i -го підрозділу визначають за виразом:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (1.2.3)$$

де P_i – максимальне електричне навантаження i -го підрозділу, кВт; m – мірило, кВт/см²; приймають відповідно до найпотужнішого підрозділу.

У кожному з отриманих кіл виокремлюємо сектори, що відповідають силовому 0,4 кВ, а також освітлювальному навантаженням:

$$\alpha_{0,4i} = \frac{360 \cdot P_{0,4i}}{P_{CYM_i}}; \quad (1.2.4)$$

$$\alpha_{OCBi} = \frac{360 \cdot P_{OCBi}}{P_{СУМ i}}; \quad (1.2.5)$$

де α_i – значення кута сектору в градусах, град; $P_{СУМ i}$ – сумарне максимальне навантаження i -го підрозділу, кВт; $P_{0,4i}$ – силове навантаження напругою 0,4 кВ i -го підрозділу, кВт; P_{OCBi} – навантаження освітлення i -го підрозділу, кВт.

Високовольтне навантаження P_{Bi} враховують у сумарне навантаження підрозділу.

Приклад 1.2.1. Визначити центр електричного навантаження та побудувати картограму навантажень для кожного підрозділу підприємства, поданого на генеральному плані (рис. 1.2.1). Активні навантаження підрозділів наведено у табл. 1.2.1.

Розв'язок. Визначають сумарне навантаження по кожному підрозділу, сумарне навантаження по підприємству, а також координати X і Y кожного підрозділу. Розраховують моменти навантаження (добуток $P_{СУМ i} \cdot X_i$ і $P_{СУМ i} \cdot Y_i$) та їх сумарні значення. Результати розрахунку зводять в табл. 1.2.3.

Координати центру навантаження за виразами (1.2.1) та (1.2.2) становлять:

$$X = \frac{4008920}{27360} = 146 \text{ м},$$

$$Y = \frac{3281560}{27360} = 120 \text{ м}.$$

Приймаючи радіус кола 5 см, визначаємо мірило із виразу (1.2.3):

$$m = \frac{P_{СУМ МАКС}}{r^2 \cdot \pi},$$

$$m = \frac{5450}{5^2 \cdot 3,14} = 69,43 \text{ кВт/см}^2.$$

Приймаємо мірило 100 кВт/см². Для цього мірила визначаємо радіуси кіл для кожного підрозділу згідно з виразом (1.2.3) і сектори для кожного підрозділу згідно з (1.2.5).

Як приклад наводимо розрахунки для підрозділу 3.

Сумарне максимальне навантаження становить:

$$P_{\text{сум}} = 1000 + 50 + 2400 = 3850 \text{ кВт.}$$

Радіус кола навантаження:

$$r = \sqrt{\frac{3850}{3,14 \cdot 100}} = 3,5 \text{ см.}$$

Відповідні сектори навантаження становлять:

$$\alpha_{0,4} = \frac{360 \cdot 1400}{3850} \approx 131^\circ;$$

$$\alpha_{OCB} = \frac{360 \cdot 50}{3850} \approx 4,6^\circ;$$

$$\alpha_B = \frac{360 \cdot 2400}{3850} \approx 244,4^\circ.$$

Таблиця 1.2.1 – Розрахункові активні навантаження

Номер підрозділу	Навантаження, кВт		
	$P_{0,4}$	P_{OCB}	P_B
1	720	30	—
2	630	20	—
3	1400	50	2400
4	2500	70	800
5	3200	100	—
6	2800	80	—
7	1600	50	—
8	2200	60	—
9	4100	150	1200
10	3100	100	—

Результати розрахунків зводимо в табл. 1.2.2.

Таблиця 1.2.2 – Результати розрахунків для побудови картограми навантажень

Номер підрозділу	$P_{0,4}$, кВт	P_{OCB} , кВт	P_B , кВт	$P_{СУМ}$, кВт	r , см	$\alpha_{0,4}$, град.	α_{OCB} , град.	α_B , град.	X , м	Y , м
1	720	30	-	750	1,5	345,6	14,4	-	40	40
2	630	20	-	650	1,4	348,9	11,1	-	86	40
3	1400	50	2400	3850	3,5	131,0	4,6	224,4	132	50
4	2500	70	800	3370	3,3	267,1	7,5	85,4	210	33
5	3200	100	-	3300	3,2	349,1	10,9	-	210	90
6	2800	80	-	2880	3,0	350,0	10,0	-	127	135
7	1600	50	-	1650	2,8	349,1	10,9	-	50	112
8	2200	60	-	2260	2,3	350,4	9,6	-	46	180
9	4100	150	1200	5450	4,2	270,8	9,9	79,3	142	205
10	3100	100	-	3200	3,2	348,8	11,2	-	215	165

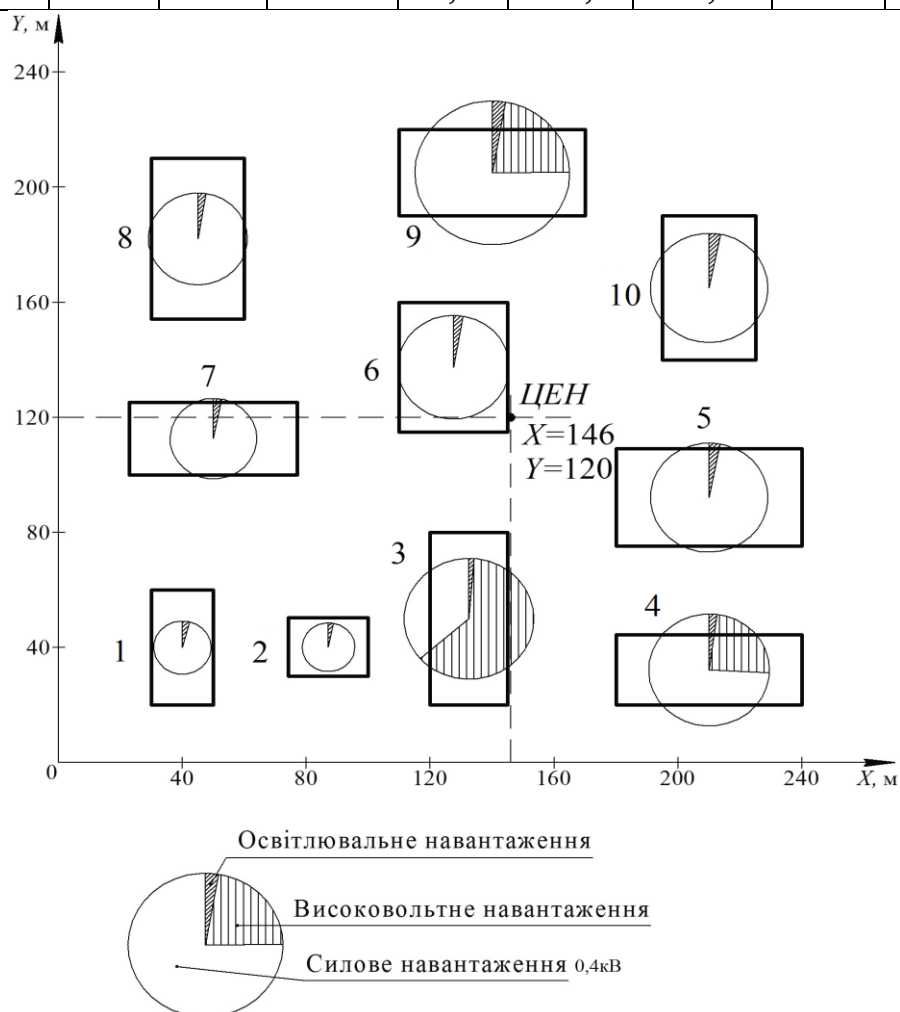


Рисунок 1.2.1 – Генеральний план підприємства

1.3. Графіки електричних навантажень підприємства

Основним якісним та кількісним показником режиму електроспоживання є графік електричного навантаження (ГЕН). У дослідженнях показано, що ГЕН промислових споживачів змінюється впродовж доби стохастично, а закон його розподілу описується гаусівською (нормальною) кривою. Справедливість цього теоретичного положення підтверджено емпірично з допомогою критеріїв Пірсона як для окремих промпідприємств, так і їх груп, що дозволяє під час дослідження електронавантаження вважати експериментальні дані випадковою вибіркою з нормальної генеральної сукупності, інтегральна функція розподілу якої $F(x)$:

$$F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}} dx,$$

де a – математичне очікування попиту; σ – середньоквадратичне відхилення.

Типові графіки середньодобового навантаження для різних груп споживачів, наведено в [3], що ілюструють нерівномірний характер електроспоживання в часі. Як зазначають автори в [3] максимальне електричне навантаження $P_{\text{МАКС}}$ впродовж доби для більшості промпідприємств не перевищує значення їх середньодобового навантаження $P_{\text{СЕР}}$ понад 2 рази (наприклад, для машинобудівного підприємства відношення $P_{\text{МАКС}} / P_{\text{СЕР}} = 1,85$, див. рис.1.3.1).

Така конфігурація ГЕН (рис. 1.3.1) характерна для промислових споживачів з однозмінним режимом роботи [3].

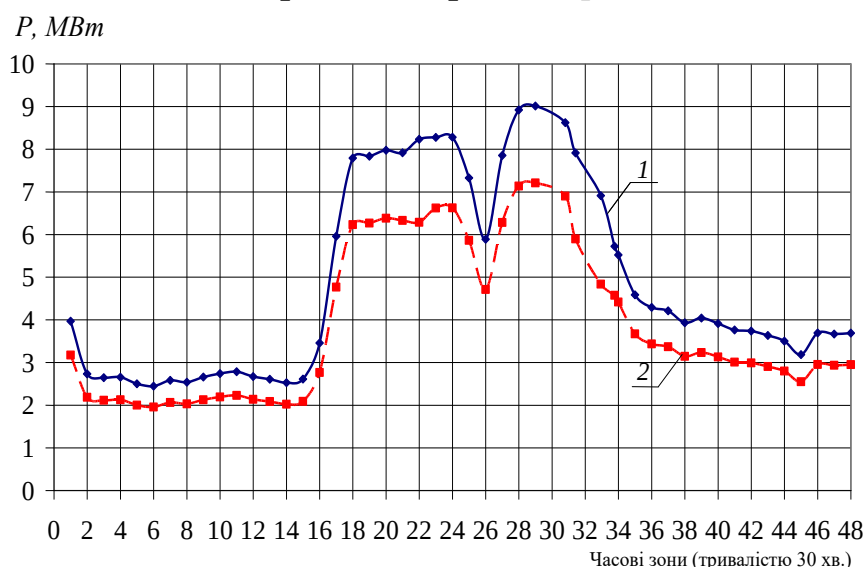


Рисунок 1.3.1 – Середньодобові графіки електронавантаження машинобудівного підприємства (1 – зимовий, 2 – літній)

Для аналізування нерівномірності добового споживання використовують спеціальні характеристичні показники та коефіцієнти [4], які в числовому еквіваленті описують форму, нерівномірність, розмах ГЕН тощо.

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

$$K_{HP} = \frac{P_{MIN}}{P_{MAKS}}, \quad (1.3.1)$$

де P_{MIN} , P_{MAKS} – відповідно мінімальне та максимальне значення потужності впродовж певного досліджуваного часового інтервалу.

Оскільки величини P_{MIN} , P_{MAKS} теоретично можуть змінюватися в інтервалі $[0; +\infty)$, то коефіцієнт нерівномірності набуває значень відповідно в межах $[0; 1]$. Для $K_{HP} = 1$ ГЕН є абсолютно рівномірним («жорстким»); для $K_{HP} \rightarrow 0$ навантаження характеризується крайньою нерівномірністю.

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

Коефіцієнт заповнення ГЕН $K_{3Г}$ є обернено пропорційним показником до K_M і може бути визначений із співвідношення:

$$K_{3Г} = \frac{1}{K_M} = \frac{P_{CP}}{P_{MAKS}}. \quad (1.3.3)$$

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

Коефіцієнти K_{HP} , K_M , $K_{3Г}$ надають опис ГЕН лише в окремих точках графіка й залежать лише від його екстремумів, що не дозволяє здійснювати однозначну оцінку ступеня нерівномірності навантаження, адже різні за конфігурацією ГЕН можуть мати однакові значення розрахункових коефіцієнтів.

Коефіцієнт форми K_Φ , із статистичного погляду, дає детальнішу оцінку форми ГЕН; K_Φ можна визначити за виразом:

$$K_\Phi = \frac{P_{CPKB}}{P_{CP}}, \quad (1.3.4)$$

де P_{CPKB} – середньоквадратичне значення потужності, визначене із:

$$P_{CPKB} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt}, \quad (1.3.5)$$

де T – тривалість обраного для розрахунків періоду.

Добовий ГЕН може бути зображений не лише у вигляді рис.1.3.1, а й у вигляді гістограми з погодинним осередненням потужності (рис.1.3.2), у такому випадку P_{CPKB} визначають за формулою згідно виразу:

$$P_{CPKB} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_i^2 \cdot t_i)}{\sum_{i=1}^n t_i}}, \quad (1.3.6)$$

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

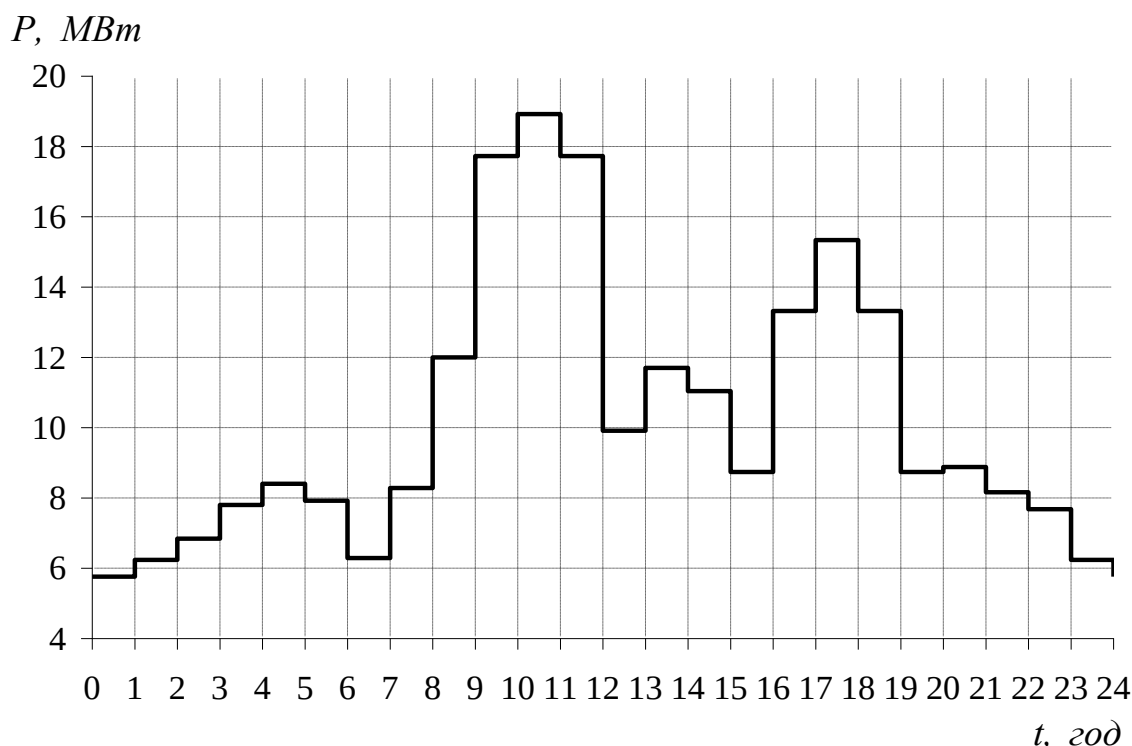


Рисунок 1.3.2 – Графік добового навантаження машинобудівного заводу у вигляді гістограми

Відповідно до (1.3.4) K_ϕ набуває мінімального значення $K_\phi = 1$ у випадку $P_{CPKB} = P_{CP}$, для $P(t) = \text{const}$, що відповідає найбажанішому режиму для ОЕС.

Мірою відхилення поточних значень потужності P_i від їхнього середнього значення P_{CP} є дисперсія Dp , що розраховуємо із виразу:

$$Dp = P_{CPKB}^2 - P_{CP}^2 = P_{CP}^2 (K_\phi^2 - 1). \quad (1.3.7)$$

Показник Dp виявляється малоприматним для порівняння графіків з відмінними на порядки спожитими потужностями, наприклад, у випадку ГЕН енергокомпанії з $P_{CP1}=301,8$ МВт та ГЕН окремого промислового споживача з $P_{CP2}=10,4$ МВт.

Похідним показником від Dp є середньоквадратичне відхилення (стандарт) σ_p :

$$\sigma_p = \sqrt{Dp} . \quad (1.3.8)$$

Аналізування умов формування групових ГЕН проводять із застосуванням взаємно кореляційної функції (ВКФ) для пар ГЕН:

$$k(p_{RS}(\Delta t)) = \left[\frac{1}{t_{\text{ц}}} \left(\int_0^{t_{\text{ц}}-\tau} p_R(t) p_S(t + \Delta t) dt + \int_{t_{\text{ц}}-\tau}^{t_{\text{ц}}} p_R(t) p_S(t - t_{\text{ц}} + \Delta t) dt \right) \right] - p_R p_S, \quad (1.3.9)$$

де $\Delta t = t_{RS}$ – значення зсуву між першим та другим графіками, год; $t_{\text{ц}}$ – тривалість циклу, $t_{\text{ц}}=24$ год; $p_R(t)$, $p_S(t)$ – потужність обох ГЕН у момент t , МВт; p_R – середня потужність першого ГЕН, МВт; p_S – середня потужність другого ГЕН, МВт.

Для визначення дисперсії групового графіка навантаження слід використовувати формулу наступного вигляду:

$$Dp_{\Sigma} = \sum_{R=1}^n Dp_R + 2 \sum_{R<S} k(p_{RS}(\Delta t)). \quad (1.3.10)$$

У разі проведення розрахунку для двох ГЕН формула (1.3.10) набуде вигляду:

$$Dp_{\Sigma} = Dp_1 + Dp_2 + 2k(p_{12}(\Delta t)), \quad (1.3.11)$$

де Dp_1 – значення дисперсії першого графіка, МВт²; Dp_2 – значення дисперсії другого графіка, МВт²; $k(p_{12}(\Delta t))$ – ВКФ заданих графіків під час зсуву Δt одного відносно другого.

Для здійснення морфометричного аналізування потрібнотрансформувати ГЕН (рис. 1.3.2) у діаграму радарного типу (рис. 1.3.3).

Відстань від центра координат (X_0 ; Y_0) до точки на діаграмі (X_i ; Y_i) відповідає значенню потужності, споживаної в i -й момент часу.

До основних морфометричних характеристик діаграми належать:

- коефіцієнт видовження (*Elongation*), що визначається як відношення між довжинами перпендикуляра до головної осі діаграми (L_2) та найдовшою віссю (L_1), що проходить через центр ваги фігури діаграми ($X_{\text{ц}}$; $Y_{\text{ц}}$):

$$K_{\text{ВИД}} = \frac{L_2}{L_1} \cdot 100\%; \quad (1.3.12)$$

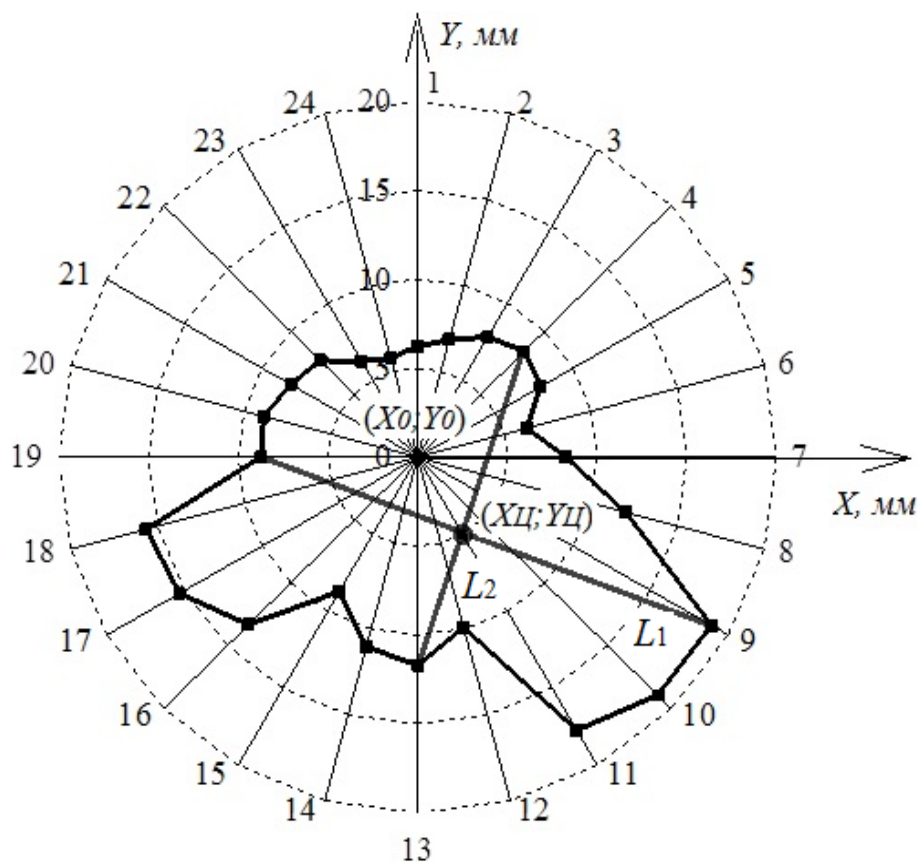


Рисунок 1.3.3 – Графік добового навантаження машинобудівного заводу у вигляді діаграми радарного типу

- коефіцієнт опуклості (*Convexity*), що формується відношенням між площею опуклої фігури (S_o) навколо графіка навантаження і площею фігури, обмеженою графіком (S_D):

$$K_{\text{оп}} = \frac{S_o}{S_D} \cdot 100\%; \quad (1.3.13)$$

де $S_D = \frac{1}{2} \left| \sum_{i=1}^{23} (X_{i+1} + X_i)(Y_{i+1} - Y_i) \right|$ – площа діаграми, що має форму багатокутника, $(X_i; Y_i) = (P_i \cdot \sin \alpha; P_i \cdot \cos \alpha)$, $\alpha = \frac{2\pi i}{24}$; $i = (1 \dots 24)$ – кут, що відповідає i -й годині споживання.

- коефіцієнт компактності (*Compactness*), що обчислюється із відношення між площею фігури S_D і квадратом її периметра Π :

$$K_{КОМП} = \frac{4\pi S_D}{\Pi^2} \cdot 100\%, \quad (1.3.14)$$

де $\Pi = \sum_{i=2}^{23} d_i = \sum_{i=1}^{23} \sqrt{(X_{i+1} - X_i)^2 + (Y_{i+1} - Y_i)^2}$ – периметр багатокутника.

Проте розрахунок характеристик (1.3.12) – (1.3.13) унеможливилює простий (ручний) аналіз конфігурації ГЕН, вимагає обробки значних масивів даних із застосуванням графоаналітичних методів обчислень параметрів складних геометричних фігур (рис. 1.3.3) та створює труднощі в практичній реалізації розроблених на їх основі моделей для регулювання навантаження.

Час використання найбільшого навантаження – це такий час, протягом якого за максимального розрахункового навантаження споживання електричної енергії дорівнює її споживанню за дійсний час за змінного навантаження. Споживання електроенергії, наприклад, за проміжок часу T можна визначити із виразів:

$$W_T = \int_0^T p(t) dt = P_C \cdot T = P_P \cdot T_{МАКС}. \quad (1.3.15)$$

За наявності відповідного графіка активного навантаження (рис. 1.3.4) будують наведений графік (рис. 1.3.4, а), згідно з яким визначають $T_{МАКС}$:

$$T_{МАКС} = \frac{W_T}{P_P} \cong \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \cdot t_i)}{P_P}. \quad (1.3.16)$$

На практиці визначають і використовують поняття часу використання найбільшого навантаження за річний період для активної ($T_{МАКС}$) та реактивної ($T_{МАКС P}$) розрахункових потужностей.

Час найбільших втрат – це такий час, впродовж якого за максимального навантаження втрати електричної енергії мають те саме значення, що й за змінного навантаження, за період, що розглядається, переважно за рік. Оскільки втрати електричної енергії залежать від квадрата повної потужності, то час найбільших втрат визначають з формул:

$$\Delta W_T = \frac{r}{U^2} \int_0^T s^2(t) dt = \frac{r}{U^2} \cdot S_P^2 \cdot \tau_{НБ} \quad (1.3.17)$$

За наведеним графіком навантаження будують графік втрат

(рис. 1.3.2, б), згідно з яким визначають час найбільших втрат $\tau_{НБ}$ за виразом

$$\tau_{НБ} = \frac{\Delta W \cdot U^2}{S_p^2 \cdot r} \cong \frac{\sum_i S_i^2 \cdot t_i}{S_p^2}, \quad (1.3.18)$$

або графічно залежно від тривалості роботи з максимальним навантаженням (рис.1.3.4).

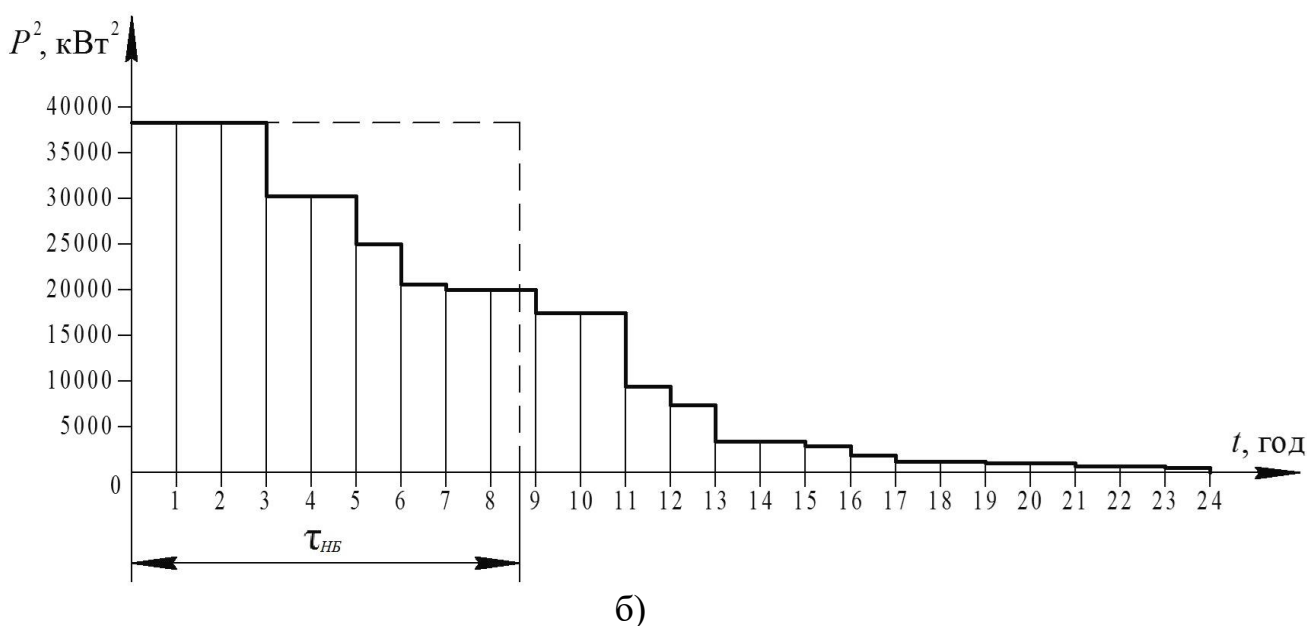
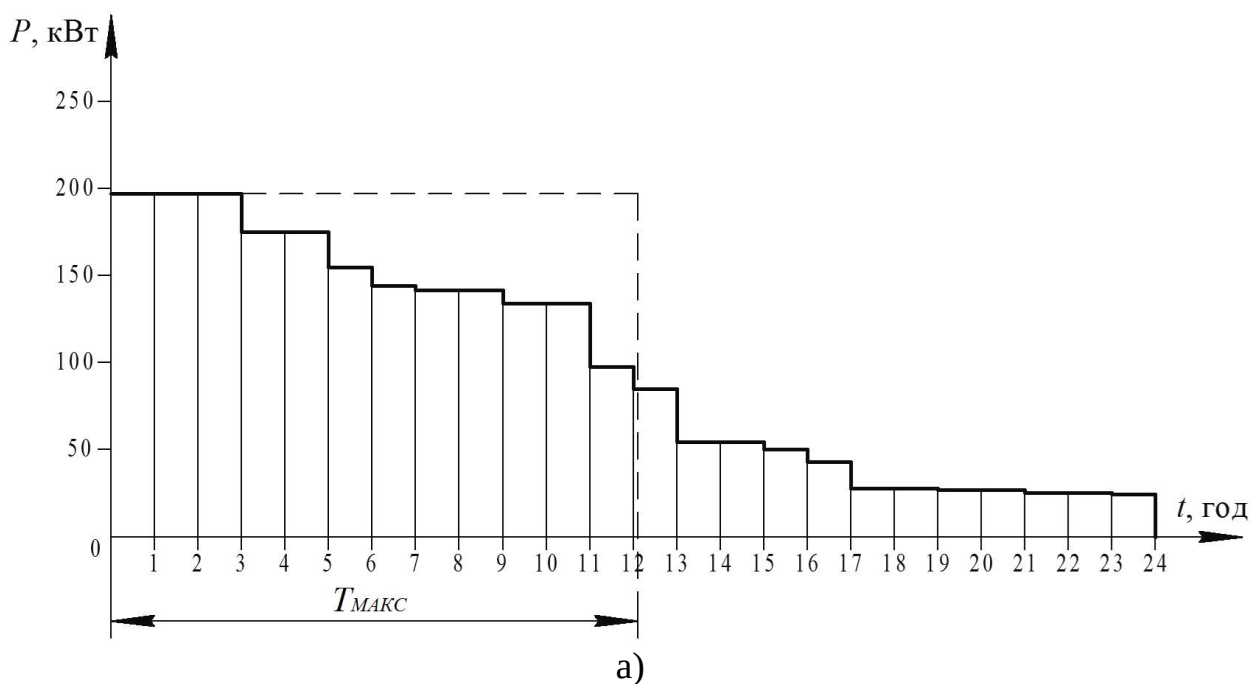


Рисунок 1.3.4 – Графіки навантаження для визначення різних періодів часу роботи мереж: а) наведений графік добового навантаження; б) квадратичний графік добового навантаження

Річне значення можна визначити за аналітичним виразом:

$$\tau_{HB} = \left(0,124 + \frac{T_{МАКС}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (1.3.19)$$

Для розрахунків з оптимізації компенсації реактивної потужності введено поняття часу найбільших втрат для графіка реактивної потужності τ_{HB}^P , що визначають за графіком реактивної потужності із виразу:

$$\tau_{HB}^P = \frac{\sum Q_i^2 \cdot t_i}{Q_P^2}. \quad (1.3.20)$$

Річну кількість годин використання максимуму потужності для різних підприємств наведено відповідно в табл. 1.3.1 [6].

Таблиця 1.3.1 – Річна кількість годин використання максимуму активної та реактивної потужності на різних виробництвах та підприємствах загалом

Виробництво (підприємство)	Річна кількість годин використання максимуму навантаження $T_{МАКС}$, год/рік	
	активного	реактивного
1	2	3
Хімічні заводи	6200	7000
Анілофарбові заводи	7100	—
Нафтопереробні заводи	7100	—
Заводи важкого машинобудування	3770	4840
Заводи верстатобудування	4345	4750
Інструментальні заводи	4140	4960
Заводи шарикопідшипників	5300	6130
Заводи підйомно-транспортного обладн.	5320	3880
Автотракторні заводи	4860	5240
Сільськогосподарське машинобудування	5330	4220
Приладобудування	3080	3180
Авторемонтні заводи	4370	3200
Вагоноремонтні заводи	3560	3660
Електротехнічні заводи	4280	6420
Азотно-тукові заводи	7000...8000	—
Різні металообробні заводи	4355	5380

1.4. Вирівнювання добового графіка електричного навантаження в умовах дії диференційованих тарифів

Однією з нагальних проблем електроенергетики України є нерівномірність електроспоживання протягом доби. Характерною особливістю добового графіка електричного навантаження об'єднаної енергосистеми (ОЕС) є наявність двох піків – ранкового та вечірнього, а також зниження навантаження на 15 – 30 % у нічні години. Нерівномірність ГЕН ускладнює перманентне забезпечення балансу електроенергії та призводить до погіршення режимів роботи як ОЕС загалом, так і її складових (наприклад, обласних енергокомпаній). Розбалансування енергосистеми України внаслідок дефіциту палива та перебоїв з його транспортуванням, аварійних ситуацій на атомних електричних станціях призводить до введення в дію періодичних аварійних та «віялових» відімкнень споживачів, що спричиняє пошкодження виробничого устаткування, масове бракування продукції та значні економічні збитки від вимушених простоїв тощо.

За умов превалюючого розвитку базової атомної енергетики, дефіциту пікових потужностей високоманеврових ГЕС, високої вартості палива, що помітно обмежує можливості використання маневрового обладнання на основі потужних газомазутних енергоблоків ТЕС і ТЕЦ, обмежених статичних та динамічних показників маневровості ТЕС на твердому паливі, генерувальні потужності не спроможні в короткостроковому періоді адекватно реагувати на значні коливання попиту в часі. Вочевидь, безальтернативним є залучення споживачів електричної енергії до вирівнювання й стабілізації ГЕН.

Підтримання електроенергетичного балансу можна досягти нарощуванням високоманеврових генерувальних потужностей, об'єднанням енергосистем (обмін перетоками електроенергії в різних часових зонах), корегуванням сезонного відліку часу, акумулюванням енергії (теплоакумулятори, електролізні установки тощо) або ж цілеспрямованим управлінням режимом електроспоживання в часі, що на сьогодні є раціональнішим.

До основних негативних наслідків, спричинених нерівномірністю графіка електричних навантажень у часі, потрібно зарахувати:

- перевитрати палива на генерувальних станціях у години пікових навантажень;
- зростання екологічно шкідливих викидів;
- погіршення умов експлуатації обладнання (зношення агрегатів, зростання витрат на їх ремонт тощо);

- погіршення показників якості електричної енергії та надійності електропостачання;
- збільшення втрат електричної енергії в електричних мережах тощо.

Водночас, вирівнювання добового графіка електричного навантаження дозволить отримати ряд позитивних ефектів (табл. 1.4.1).

Таблиця 1.4.1 – Позитивні ефекти від вирівнювання графіка електричного навантаження

Об'єднана енергосистема	Енерго-постачальні компанії	Споживачі	Суспільство
- зменшення ризику аварійних ситуацій; - підвищення коефіцієнта корисної дії електростанцій; - зменшення зношування основних енерго-генеруючих фондів.	- зменшення витрат на купівлю електроенергії на оптовому ринку; - зменшення втрат електроенергії в лініях електропередачі.	- зниження тарифів та витрат на оплату електроенергії; - підвищення надійності енерго-забезпечення; - покращення якості електро-енергії.	- заощадження енергоресурсів; - покращення стану екології; - зменшення ступеня енерго-залежності.

До вирівнювання графіка електричного навантаження прагнуть насамперед виробники електричної енергії, натомість, споживачі більш за все зацікавлені у економії плати за неї. Для досягнення сукупності цих результатів введено в дію диференційовані у часі тарифи, які покликані спонукати до перерозподілу навантажень із зон піку та напівпіку – до нічної зони.

Вирівнювання графіка навантажень призводить до зміни коефіцієнта форми графіка, з огляду на значення якого можна визначити зниження втрат електричної енергії в лінії електропередачі:

$$\delta W = \Delta W_1 \cdot \left(1 - \frac{K_{\Phi 2}^2}{K_{\Phi 1}^2} \right), \quad (1.4.1)$$

де ΔW_1 – втрати енергії в мережі за початкового коефіцієнта форми $K_{\phi 1}$; $K_{\phi 2}$ – коефіцієнт форми графіка навантажень після його вирівнювання.

Коефіцієнт форми визначають за формулою (1.3.4) або із виразу:

$$K_{\phi} = \frac{1090}{T_{\text{МАКС}}} + 0,876, \quad (1.4.2)$$

де $T_{\text{МАКС}}$ – час використання максимального навантаження, год/рік.

Приклад 1.4.1. Визначити, як зменшаться втрати електричної енергії в лінії за рахунок вирівнювання графіка електричних навантажень. Вирівнювання призвело до збільшення кількості годин використання максимальних навантажень з 4000 до 4500. Втрати в лінії до вирівнювання графіка навантажень становлять 200 тис. кВт·год.

Розв'язок. 1) Визначаємо відношення квадратів коефіцієнтів форми до та після вирівнювання ГЕН:

$$\frac{K_{\phi 2}^2}{K_{\phi 1}^2} = \frac{\left(\frac{1090}{4500} + 0,876\right)^2}{\left(\frac{1090}{4000} + 0,876\right)^2} = 0,948.$$

2) Розраховуємо зменшення втрат електричної енергії за виразом (1.3.15):

$$\delta W = 200 \cdot (1 - 0,948) = 10,4 \text{ тис. кВт·год.}$$

Розглянемо специфічні властивості, якими характеризується електрична енергія:

1. Нематеріальність послуги. Необхідно зазначити, що носієм електроенергії є електромагнітне поле, яке такою ж мірою матеріальне, як і його джерела. Таким чином, електроенергія – це особливий вид матерії. До того ж електроенергія є фізичною величиною, яка має свою одиницю виміру: Дж або кВт·год ($1 \text{ кВт·год} = 3,6 \cdot 10^6 \text{ Дж}$), тому за допомогою електронних лічильників різних типів та спеціальних автоматизованих систем контролю та управління енергоспоживанням можна легко здійснювати її облік. Крім того, електроенергія здебільшого не потребує порівняння, оскільки є товаром уніфікованим і загальновідомим.

2. Непостійність якості послуг. Більшість послуг характеризується змінністю якості через наявність складностей стандартизації та нормування їх здійснення, а також суттєвий вплив людського фактора. До того ж значна частина послуг індивідуалізована, тобто процес і результат їх виконання для окремих споживачів неоднакові, а залежать від особливостей споживачів, їх специфічних запитів та умов виконання.

Технологічний процес виробництва електроенергії є абсолютно чітким та нормованим, а вплив людського фактора на якість виробництва зведено до мінімуму через використання високотехнологічних автоматизованих виробничих систем.

Якість електроенергії «жорстко» стандартизована й законодавчо закріплена, показники якості електроенергії, як будь-яких споживчих та промислових товарів, характеризуються певними допустимими значеннями відхилень від встановлених ідеальних показників якості.

3. Невіддільність послуги від її постачальника. Стосовно електроенергії це твердження є дискусійним, оскільки, з одного боку, енергоспоживання є практично неможливим поза мережею ліній електропередач (ЛЕП), а з іншого – транспортування енергії здійснюється до місця її кінцевого споживання, а мережа ЛЕП є широко розгалуженою для максимального задоволення потреб споживачів. До того ж існує принципова можливість транспортування електроенергії без ЛЕП – в акумулюючих пристроях та навіть через повітря (електромагнітні хвилі).

4. Неможливість зберігання послуги. Технологічні особливості процесу виробництва, транспортування та споживання електроенергії обумовлюють неможливість її накопичення та зберігання в промислових масштабах.

Отже, наведеним ознакам послуг повністю відповідають передавання та розподілення електроенергії по ЛЕП до кінцевого споживача, які правомірно можна відносити до класу послуг. Але сама електроенергія, безперечно, є товаром із специфічними властивостями.

У Законі України «Про електроенергетику» поняття «електрична енергія» визначено як товарну продукцію, що виробляється на об'єктах електроенергетики і призначена для купівлі-продажу.

Тобто, електрична енергія є специфічним товаром, а її транспортування лініями електропередач та під'єднання споживачів до мережі є послугами. А отже, до електроенергії коректно застосовувати термін «роздрібна ціна», а до операцій з її транспортування – «тариф».

Оскільки тарифи на передавання та постачання електроенергії, згідно з Умовами та правилами здійснення підприємницької діяльності з постачання електроенергії за регульованим тарифом, є лише складовими елементами ціни продажу енергії на роздрібному ринку, то необхідно використовувати поняття «роздрібна ціна» електроенергії. Роздрібна ціна охоплює всі види витрат виробництва та доставки енергії, а також прибуток енергопостачальних підприємств від її продажу на роздрібному енергоринку.

На сьогодні на роздрібному ринку електричної енергії до всіх категорій споживачів, крім населення, застосовують двозонні (див. табл. 1.4.2) та тризонні (див. табл. 1.4.3) тарифи, диференційовані за періодами часу.

Таблиця 1.4.2 – Межі зон і тарифні коефіцієнти для двозонного дифтарифу

Тарифна зона	Періоди доби	Тривалість періоду, год	Тарифний коефіцієнт
Денна	7 – 23	16	1,5
Нічна	23 – 7	8	0,4

Таблиця 1.4.3 – Межі зон і тарифні коефіцієнти для тризонного дифтарифу

Тарифна зона	Періоди доби за сезонами року			Тривалість періоду, год	Тарифний коефіцієнт
	січень, лютий, листопад, грудень	березень, квітень, вересень, жовтень	травень, червень, липень, серпень		
Пік	8 – 10; 17 – 21	8 – 10; 18 – 22	8 – 11; 20 – 23	6	2,0
Напівпік	6-8; 10-17; 21 – 23	6-8; 10-18; 22 – 23	7-8; 11- 20; 23 – 24	11	1,02
Ніч	23 – 6	23 – 6	24 – 7	7	0,35

Основними принципами формування тарифів на електричну енергію є:

- забезпечення відшкодування витрат на виробництво та розподіл електричної енергії;
- гарантування отримання прибутку від виробництва та розподілу електричної енергії;

- створення сприятливих умов для споживачів електричної енергії, які стимулюють рівномірне її споживання;
- заохочення великих споживачів електричної енергії до збільшення споживання електричної енергії;
- заохочення виробників електричної енергії до зменшення витрат на виробництво та розподіл електричної енергії.

Роздрібні тарифи визначають з урахуванням класу споживача, тобто диференціюють за рівнем напруги на межі балансової належності енергопостачальної компанії та споживача.

Визначення місячної плати за одноступінним тарифом Π_{MIC}^1 здійснюється за виразом, грн:

$$\Pi_{MIC}^1 = \sum_{i=1}^m C_{0i}^1 \cdot W_i, \quad (1.4.3)$$

де C_0^1 – ставка одноступінного тарифу i -го рівня напруги, грн/(кВт·год); W_i – спожита активна електрична енергія за розрахунковий період (місяць) на i -му рівні напруги, кВт·год; m – кількість рівнів напруги.

Як результат, виробник втрачає кошти за продаж електроенергії за заниженим тарифом у години максимального навантаження, а системі загрожує збій унаслідок перевантаження. З іншого боку, споживач сплачує за таким же тарифом у зоні провалу навантаження енергосистеми в нічні години.

Тариф, диференційований за періодами часу, привабливіший для енергетичної системи, тому що можна регулювати режим навантаження й заповнювати графік споживання електричної енергії в пік і напівпік.

Найпоширенішим диференційованим тарифом є трізонний, за яким місячна плата за електроенергію Π_{MIC}^3 (грн) для одного рівня напруги становить:

$$\Pi_{MIC}^3 = C_0^{PIK} \cdot W_{PIK} + C_0^{H/PIK} \cdot W_{H/PIK} + C_0^{HIC} \cdot W_{HIC}, \quad (1.4.4)$$

де C_0^{PIK} ; $C_0^{H/PIK}$; C_0^{HIC} – відповідно тариф у години піку, напівпіку навантаження і в нічний час, грн/(кВт·год); W_{PIK} ; $W_{H/PIK}$; W_{HIC} – місячне споживання активної енергії відповідно в години піку, напівпіку навантаження і в нічний час, кВт·год.

На основі виразів (1.4.3) і (1.4.4) за умови $\Pi_{MIC}^3 < \Pi_{MIC}^1$ можна одержати критерій переваги трізонного тарифу:

$$\frac{W_{НГЧ}}{W_{ПІК}} \geq \frac{C_0^{ПІК} - C_0^1}{C_0^1 - C_0^{НГЧ}}. \quad (1.4.5)$$

Приклад 1.4.2. Для наведеного в табличному вигляді (табл. 1.4.4) добового графіка навантаження промислового підприємства, що належить до II класу напруги, визначити доцільність переходу з однозонного тарифу на тризонний.

Таблиця 1.4.4 – Добовий графік навантаження промислового підприємства

Години доби	Активна потужність, кВт	Зона тарифу	Години доби	Активна потужність, кВт	Зона тарифу
0.00–1:00	6600	Нічний час	11.00–12:00	8350	Напівпік
1:00–2:00	5350		12.00–13:00	8600	
2.00–3:00	6700		13.00–14:00	9850	
3.00–4:00	6760		14.00–15:00	8130	
4.00–5:00	6670		15.00–16:00	8290	
5.00–6:00	6380		16.00–17:00	4900	
6.00–7:00	5850		17.00–18:00	11940	
7.00–8:00	5360	Напівпік	18.00–19:00	8500	Пік
8.00–9:00	4370	Пік	19.00–20:00	8030	
9.00–10:00	7210		20.00–21:00	5300	
10.00–11:00	7670		21.00–22:00	7560	
			22.00–23:00	3220	Нічний час
			23.00–24:00	8150	

Розв’язок: 1. Розрахуємо місячну плату за електроенергію у разі використання однозонного тарифу за виразом (1.4.3):

$$П_{МІС}^1 = 1,68 \cdot (6600 + 5350 + \dots + 7560 + 3220 + 8150) \cdot 30 = 85566678 \text{ грн},$$

де 30 – кількість днів на місяць.

Визначаємо місячну плату за електроенергію у разі використання тризонного тарифу за виразом (1.4.4):

$$П_{МІС}^3 = 1,68 \cdot (2,0 \cdot 35330 + 1,02 \cdot 81950 + 0,35 \cdot 52460) \cdot 30 = 8699544 \text{ грн}.$$

Висновок. Оскільки $П_{МІС}^3 > П_{МІС}^1$, то зміна однозонного тарифу на тризонний є недоцільною.

1.5. Реактивне навантаження підприємства

Зважаючи на особливості реактивної складової потужності, враховувати її вплив на вибір обладнання та параметри режиму необхідно вже на стадії проектування систем електропостачання. Споживачами реактивної потужності, необхідної для створення магнітних полів, є окремі ланки електропередачі (трансформатори, лінії, реактори), а також електроприймачі, що перетворюють електроенергію в інший вид енергії, які за принципом своєї дії використовують магнітне поле (асинхронні двигуни, індукційні печі, люмінесцентне освітлення тощо).

Необхідно зазначити, що до 80 – 85% у загальному балансі реактивної потужності, пов'язаної з утворенням магнітних полів, споживають асинхронні двигуни та трансформатори.

Крім сплати за споживану активну електричну енергію, підприємства сплачують за споживання або генерацію реактивної електричної енергії. Плату за споживання й генерацію реактивної електроенергії визначають за виразом:

$$\Pi = \Pi_1 + \Pi_2 - \Pi_3,$$

де Π_1 – основна плата за споживання й генерацію електричної енергії, грн; Π_2 – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності (КРП), грн; Π_3 – зниження плати за споживання й генерацію реактивної електроенергії в разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів енергопостачальної організації в розрахунковий період, грн.

Основну плату за спожиту й генеровану реактивну електроенергію для споживачів визначають за виразом:

$$\Pi_1 = \sum_{i=1}^n (W_{p_i}^{CP} + K \cdot W_{p_i}^{GH}) \cdot D \cdot C_0, \quad (1.5.3)$$

де n – кількість точок розрахункового обліку реактивної енергії; $W_{p_i}^{CP}$ – споживання реактивної енергії в i -й точці обліку за розрахунковий період, квар·год; $W_{p_i}^{GH}$ – генерація реактивної енергії в мережу енергопостачальної організації в i -й точці обліку за розрахунковий період, квар·год; $K=3$ – нормативний коефіцієнт врахування збитків енергопостачальної компанії від генерування реактивної енергії з мережі споживача; D – економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП), що характеризує частку впливу реактивного перетоку в точці обліку на

техніко-економічні показники в розрахунковому режимі, кВт/квар; C_0 – фактична середня закупівельна ціна на електроенергію, що склалася за розрахунковий період, грн/(кВт·год).

Обчислення ЕЕРП виконується енергопостачальною організацією один раз на два роки. Значення ЕЕРП, базового коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП і коефіцієнта збитків від генерації реактивної потужності із мережі споживача вказують у договорі на постачання електроенергії (ДПЕ).

Для зонного обліку основну плату за спожиту й генеровану реактивну електроенергію визначають за виразом:

$$P_1 = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^v W_{p_i}^{CP} \cdot k_j + K \cdot W_p^{GH} \right) \cdot D \cdot C_0,$$

де n – кількість точок обліку; v – кількість зон добового графіка електричного навантаження енергопостачальної компанії; i – номер зони добового графіка; W_p^{GH} – генерація реактивної енергії в точці обліку в нічних провалах добових графіків розрахункового періоду, квар·год; k_j – коефіцієнт диференційованого тарифу для j -ї зони добового графіка.

За умови зонного обліку реактивної електроенергії плату за генерацію нараховують тільки в зоні нічного провалу добового графіка за фактичною середньою закупівельною ціною.

У випадках, коли споживач розраховується за активну електроенергію за тарифами, диференційованими за зонами доби, але прилади обліку реактивної електроенергії не мають поділу на зони доби, сумарне споживання та сумарну генерацію реактивної електроенергії за розрахунковий період сплачують за фактичною середньою закупівельною ціною.

Надбавку за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності визначають за виразом:

$$P_2 = P_1 \cdot C_{BAZ} \cdot (K_\phi - 1),$$

де $C_{BAZ} = 1,3$ – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП в електричних мережах споживача; K_ϕ – коефіцієнт, що вибирають з табл. 1.5.1 залежно від фактичного коефіцієнта потужності споживача $\tan \phi$ в середньому за розрахунковий період [4].

Для обчислень в табл. 1.5.1 введено зони нечутливості надбавки P_2 до споживання реактивної потужності, обмеженої значеннями коефіцієнтів потужності:

– для промислових і порівнянних до них споживачів, залізничного й міського електротранспорту – $\cos \varphi = 0,97$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,25$);

– для непромислових споживачів – $\cos \varphi = 0,8$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,75$).

Надбавка починає діяти, якщо фактичний коефіцієнт потужності менший за наведені значення граничного $\cos \varphi$.

Фактичний коефіцієнт потужності споживача в середньому за розрахунковий період визначається за виразом:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{W_P}{W_A}, \quad (1.5.4)$$

де W_P – споживання реактивної енергії за розрахунковий період, квар·год; W_A – споживання активної енергії за розрахунковий період, кВт·год.

У разі отримання значення $\operatorname{tg} \varphi$, більшого за 2,00, для вибору K_φ приймають $\operatorname{tg} \varphi = 2,00$.

Таблиця 1.5.1 – Залежність K_φ від $\operatorname{tg} \varphi$ для промислових споживачів електричної енергії

$\operatorname{tg} \varphi$	K_φ	$\operatorname{tg} \varphi$	K_φ	$\operatorname{tg} \varphi$	K_φ	$\operatorname{tg} \varphi$	K_φ
1	2	3	4	5	6	7	8
0,01	1,0000	0,51	1,0676	1,01	1,5776	1,51	2,5876
0,02	1,0000	0,52	1,0729	1,02	1,5929	1,52	2,6129
0,03	1,0000	0,53	1,0784	1,03	1,6084	1,53	2,6384
0,04	1,0000	0,54	1,0841	1,04	1,6241	1,54	2,6641
0,05	1,0000	0,55	1,0900	1,05	1,6400	1,55	2,6900
0,06	1,0000	0,56	1,0961	1,06	1,6561	1,56	2,7161
0,07	1,0000	0,57	1,1024	1,07	1,6724	1,57	2,7424
0,08	1,0000	0,58	1,1089	1,08	1,6889	1,58	2,7689
0,09	1,0000	0,59	1,1156	1,09	1,7056	1,59	2,7956
0,10	1,0000	0,60	1,1225	1,10	1,7225	1,60	2,8225
0,11	1,0000	0,61	1,1296	1,11	1,7396	1,61	2,8496
0,12	1,0000	0,62	1,1369	1,12	1,7569	1,62	2,8769
0,13	1,0000	0,63	1,1444	1,13	1,7744	1,63	2,9044
0,14	1,0000	0,64	1,1521	1,14	1,7921	1,64	2,9321
0,15	1,0000	0,65	1,1600	1,15	1,8100	1,65	2,9600
0,16	1,0000	0,66	1,1681	1,16	1,8281	1,66	2,9881
0,17	1,0000	0,67	1,1764	1,17	1,8464	1,67	3,0164
0,18	1,0000	0,68	1,1849	1,18	1,8649	1,68	3,0449
0,19	1,0000	0,69	1,1936	1,19	1,8836	1,69	3,0736

0,20	1,0000	0,70	1,2025	1,20	1,9025	1,70	3,1025
0,21	1,0000	0,71	1,2116	1,21	1,9216	1,71	3,1316
0,22	1,0000	0,72	1,2209	1,22	1,9409	1,72	3,1609
0,23	1,0000	0,73	1,2304	1,23	1,9604	1,73	3,1904
0,24	1,0000	0,74	1,2401	1,24	1,9801	1,74	3,2201
0,25	1,0000	0,75	1,2500	1,25	2,0000	1,75	3,2500
0,26	1,0001	0,76	1,2601	1,26	2,0201	1,76	3,2801
0,27	1,0004	0,77	1,2704	1,27	2,0404	1,77	3,3104
0,28	1,0009	0,78	1,2809	1,28	2,0609	1,78	3,3409
0,29	1,0016	0,79	1,2916	1,29	2,0816	1,79	3,3716
0,30	1,0025	0,80	1,3025	1,30	2,1025	1,80	3,4025
0,31	1,0036	0,81	1,3136	1,31	2,1236	1,81	3,4336
0,32	1,0049	0,82	1,3249	1,32	2,1449	1,82	3,4649
0,33	1,0064	0,83	1,3364	1,33	2,1664	1,83	3,4964
0,34	1,0081	0,84	1,3481	1,34	2,1881	1,84	3,5281
0,35	1,0100	0,85	1,3600	1,35	2,2100	1,85	3,5600
0,36	1,0121	0,86	1,3721	1,36	2,2321	1,86	3,5921
0,37	1,0144	0,87	1,3844	1,37	2,2544	1,87	3,6244
0,38	1,0169	0,88	1,3969	1,38	2,2769	1,88	3,6569
0,39	1,0196	0,89	1,4096	1,39	2,2996	1,89	3,6896
0,40	1,0225	0,90	1,4225	1,40	2,3225	1,90	3,7225
0,41	1,0256	0,91	1,4356	1,41	2,3456	1,91	3,7556
0,42	1,0289	0,92	1,4489	1,42	2,3689	1,92	3,7889
0,43	1,0324	0,93	1,4624	1,43	2,3924	1,93	3,8224
0,44	1,0361	0,94	1,4761	1,44	2,4161	1,94	3,8561
0,45	1,0400	0,95	1,4900	1,45	2,4400	1,95	3,8900
0,46	1,0441	0,96	1,5041	1,46	2,4641	1,96	3,9241
0,47	1,0484	0,97	1,5184	1,47	2,4884	1,97	3,9584
0,48	1,0529	0,98	1,5329	1,48	2,5129	1,98	3,9929
0,49	1,0576	0,99	1,5476	1,49	2,5376	1,99	4,0276
0,50	1,0625	1,00	1,5625	1,50	2,5625	2,00	4,0625

Зменшення плати за споживання та генерацію реактивної електроенергії можлива за умов: достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем обумовленого енергопостачальною організацією добового графіка споживання і генерації електроенергії та наявності його оперативного контролю. Графіки споживання та генерації, як і розміри знижок, наведені в ДПЕ.

Приклад 1.5.1. Для промислового підприємства, що має схему електропостачання, зображену на рис. 1.5.1, визначити величину

надбавки тарифу за недостатнє оснащення мережі засобами КРП. Облік споживання активної та реактивної електроенергії встановлено на стороні 10 кВ. Облік генерації реактивної електроенергії відсутній. У мережі підприємства встановлені БСК сумарною потужністю $Q_{КП} = 1200$ квар. Режим роботи тризмінний, з двома вихідними днями на тиждень. Споживання активної та реактивної електроенергії за місяць, в якому 31 календарний і 21 робочий дні, за показами лічильників становить $W_A = 1550325$ кВт·год, $W_P = 305650$ квар·год.

ЕЕРП для підприємства $D = 0,0129$ кВт/квар, середньовідпускний тариф $C_0 = 1,68$ грн/(кВт·год), нормативний коефіцієнт $K = 3$, базовий коефіцієнт $C_{БАЗ} = 1,3$, граничний коефіцієнт потужності, що визначає зону нечутливості, $\cos \varphi = 0,97$ ($\tan \varphi = 0,25$).

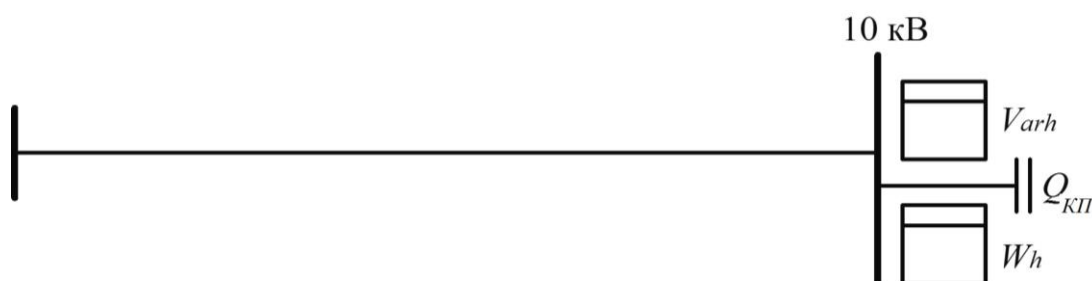


Рисунок 1.5.1 – Схема електропостачання підприємства

Розв'язок. У зв'язку з відсутністю обліку генерації реактивної електроенергії визначаємо її розрахунком, для чого з'ясовуємо тривалість роботи підприємства за розрахунковий період:

- календарна тривалість $t_K = 24 \times 31 = 744$ год;
- робоча тривалість $t_P = 24 \times 21 = 504$ год;
- неробоча тривалість $t_{HP} = 744 - 504 = 240$ год.

Значення генерації реактивної електроенергії за неробочий період:

$$W_P^{GH} = Q_{КП} \cdot t_{HP},$$

$$W_P^{GH} = 1200 \cdot 240 = 288000 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

Основна плата за споживання та генерацію реактивної електроенергії визначається за виразом (1.5.3) для однієї точки розрахункового обліку

$$П_1 = (305650 + 3 \cdot 288000) \cdot 0,0129 \cdot 1,68 = 25348,65 \text{ грн}.$$

Значення $\tan \varphi$ за виразом (1.5.4):

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{305650}{1550325} = 0,197.$$

Оскільки $\operatorname{tg} \varphi = 0,197 < \operatorname{tg} \varphi = 0,25$, то надбавку за недостатнє оснащення мережі споживача засобами КРП не нараховують.

Приклад 1.5.2. Промислове підприємство живиться двома повітряними лініями 110 кВ (рис. 1.5.2). На підприємстві встановлено два трансформатори 110/10 кВ потужністю по 16 МВА кожен. Навантаження ліній приблизно однакове. Облік споживання активної і реактивної електроенергії здійснюється на стороні 10 кВ. Облік генерації реактивної електроенергії відсутній. Режим роботи підприємства двозмінний. Споживання активної і реактивної енергії навантаженням кожної лінії становить $W_A = 3450000$ кВт·год, $W_P^{CP} = 120000$ квар·год. Передбачено автоматичне регулювання реактивної потужності батареями конденсаторів.

Визначити місячну сплату за електроенергію підприємством відносно зони балансової належності (на стороні 110 кВ трансформаторів) за однозонним тарифом $C_0 = 1,68$ грн/(кВт·год).

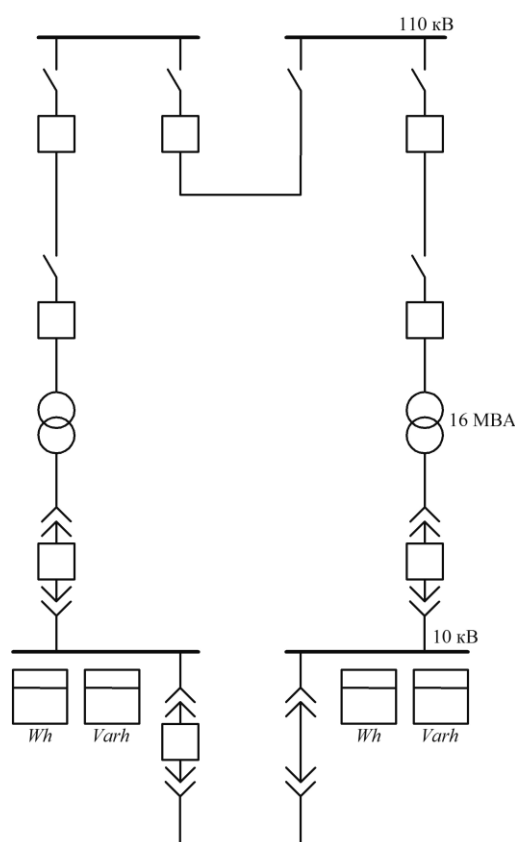


Рисунок 1.5.2 – Схема живлення підприємства

Розв'язок. Сплата за активну енергію включає сплату за активну електроенергію за лічильниками і сплату за втрати електроенергії в трансформаторах. Технічні дані трансформатора ТДН-16000/110 – $\Delta P_{K3} = 85 \text{ кВт}$, $\Delta P_{XX} = 18 \text{ кВт}$, $U_{K3} = 10,5\%$, $I_{XX} = 0,7\%$.

Коефіцієнт додаткових втрат $k_E = 0,05 \text{ кВт/квар}$.

За місяць (31 календарна доба) – 22 робочі доби для двозмінного режиму роботи (7 год х 2 зміни); тривалість знаходження трансформаторів під навантаженням за місяць становить $T_P = 14 \times 22 = 308 \text{ год}$, тривалість ввімкнення трансформаторів $T_O = 24 \times 31 = 744 \text{ год}$.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів під навантаженням становить:

$$k_3 = \frac{S_{CP}}{S_{НОМ}},$$

$$S_{CP} = \frac{\sqrt{W_A^2 + W_P^2}}{T_P},$$

$$S_{CP} = \frac{\sqrt{3450000^2 + 1200000^2}}{308} = 11207 \text{ кВА},$$

$$k_3 = \frac{11207}{16000} = 0,7.$$

Втрати електричної енергії в трансформаторах з урахуванням додаткових втрат:

$$\Delta W_{A TP} = (\Delta P_{HP} + k_E \cdot \Delta Q_{HX}) \cdot T_O + k_3^2 \cdot (\Delta P_{K3} + k_E \cdot \Delta Q_{K3}) \cdot T_P,$$

$$\Delta W_{P TP} = S_{НОМ} \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \right) \cdot T_O + k_3^2 \cdot S_{НОМ} \cdot \left(\frac{U_{K3}}{100} \right) \cdot T_P.$$

З урахуванням роботи двох трансформаторів отримаємо:

$$\Delta W_{A TP} = 2 \cdot \left(18 + \frac{0,05 \cdot 16000 \cdot 0,7}{100} \right) \cdot 744 +$$

$$+ 2 \cdot 0,7^2 \cdot \left(85 + \frac{0,05 \cdot 16000 \cdot 10,5}{100} \right) \cdot 308 = 86128 \text{ кВт·год},$$

$$\Delta W_{P TP} = 2 \cdot 16000 \cdot \left(\frac{0,7}{100} \right) \cdot 744 +$$

$$+ 2 \cdot 0,7^2 \cdot 16000 \cdot \left(\frac{10,5}{100} \right) \cdot 308 = 673747 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Місячні витрати електричної енергії становлять:

$$W_A^{MIC} = W_A + W_{ATP}; \quad W_P^{MIC} = W_P + W_{PTP};$$

$$W_A^{MIC} = 2 \cdot 3450000 + 86128 = 6986128 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

$$W_P^{MIC} = 2 \cdot 1200000 + 673747 = 3073747 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Місячна плата за активну електроенергію становить

$$C_A^{MIC} = 1,68 \cdot 6986128 = 1173669 \text{ грн.}$$

Плата за реактивну електроенергію ЕЕРП для підприємства за $D = 0,0129 \text{ кВт/квар}$, нормованого коефіцієнта $K = 3$, базового коефіцієнта

$$C_{BAZ} = 1,3 \text{ для фактичного } \operatorname{tg} \varphi = \frac{W_P^{MIC}}{W_A^{MIC}} \quad (\operatorname{tg} \varphi = \frac{3073747}{6986128} = 0,44 > 0,25) \text{ з}$$

урахуванням оплати за недостатнє оснащення засобами компенсації реактивної потужності (згідно з табл. 1.5.4 $K_\varphi = 1,0361$):

$$C_P = W_P^{MIC} \cdot D \cdot C_0 + W_P^{MIC} \cdot D \cdot C_0 \cdot C_{BAZ} \cdot (K_\varphi - 1)$$

$$C_P = 3073747 \cdot 0,0129 \cdot 1,68 + \\ + 3073747 \cdot 0,0129 \cdot 1,68 \cdot 1,3 \cdot (1,0361 - 1) = 69740 \text{ грн.}$$

Щоб не сплачувати додатково за недостатню компенсацію реактивної потужності з відповідним зниженням плати за реактивну електроенергію, фактичне місячне споживання реактивної електроенергії визначають з виразу граничного $\operatorname{tg} \varphi = 0,25$. Тоді місячна фактична реактивна електроенергія для навантаження двох ліній становитиме:

$$W_P^{\Phi AKT} = 0,25 \cdot 6986128 = 1746532 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Таким чином, загальне споживання реактивної електроенергії треба зменшити (за рахунок компенсації реактивної потужності батареями конденсаторів) на:

$$W_{КОМП} = W_P^{MIC} - W_P^{\Phi AKT},$$

$$W_{КОМП} = 3073747 - 1746532 = 1327215 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Для автоматизованої системи регулювання слід додатково встановити компенсуювальні пристрої потужністю:

$$Q_{KP} = \frac{W_{КОМП}}{T_P},$$

$$Q_{KP} = \frac{1327215}{308} = 4309 \text{ квар.}$$

Таким чином, слід встановити чотири батареї потужністю 1350 квар кожна.

Загальне місячне споживання реактивної електричної енергії становитиме:

$$W_P^1 = W_P^{MIC} - Q_{KP}^1 \cdot T_P,$$

де $W_P^1 = 3073747 - 4 \cdot 1350 \cdot 308 = 2657943$ квар·год.

Після додаткового встановлення батарей конденсаторів плата за споживання реактивної енергії становитиме:

$$C_P = 2657943 \cdot 0,0129 \cdot 1,68 = 57603 \text{ грн.}$$

Таким чином, місячна плата за реактивну енергію зменшиться на:

$$\Delta C_P = 69740 - 57603 = 12137 \text{ грн.}$$

Додаткове встановлення компенсувальних пристроїв не має сенсу через високу їх вартість, що перевищує ефект від їх встановлення.

ЛЕКЦІЯ 2

ЕФЕКТИВНЕ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

2.1. Визначення втрат електричної потужності та енергії в лініях електропередачі

Втрати активної потужності (кВт) в лініях електропередачі з кінцевим навантаженням визначають за законом Джоуля – Ленца:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{Л}} &= m \cdot I^2 \cdot R \cdot 10^{-3} = m \cdot (I_A^2 + I_P^2) \cdot R \cdot 10^{-3} = \\ &= \frac{(P^2 + Q^2) \cdot R \cdot 10^{-3}}{U^2} = \frac{S^2 \cdot R \cdot 10^{-3}}{U^2},\end{aligned}$$

де m – кількість фаз (для трифазної мережі $m=3$); I , I_A , I_P – відповідно розрахунковий повний, активний і реактивний струм, А; R – активний опір лінії, Ом; P – розрахункова активна потужність, кВт; Q – розрахункова реактивна потужність, квар; S – розрахункова повна потужність, кВА; U – номінальна напруга лінії, кВ.

У мережах з розподіленим навантаженням уздовж лінії втрати активної потужності (кВт) визначають виразом:

$$\Delta P_{\text{Л}} = \sum_{i=1}^n (3 \cdot I_i^2 \cdot R_i \cdot 10^{-3}),$$

де I_i – струм на i -й ділянці лінії, А; R_i – активний опір i -ї ділянки лінії, Ом; n – кількість ділянок лінії з різним навантаженням.

Втрати реактивної потужності (квар) в лініях з кінцевим навантаженням становлять:

$$\begin{aligned}\Delta Q_{\text{Л}} &= 3 \cdot I^2 \cdot X \cdot 10^{-3} = 3 \cdot (I_A^2 + I_P^2) \cdot X \cdot 10^{-3} = \\ &= \frac{(P^2 + Q^2) \cdot X \cdot 10^{-3}}{U^2} = \frac{S^2 \cdot X \cdot 10^{-3}}{U^2},\end{aligned}$$

де X – індуктивний опір лінії, Ом.

У лінії з розподіленим навантаженням втрати реактивної потужності (квар) визначають із виразу:

$$\Delta Q_{\text{Л}} = \sum_{i=1}^n (3 \cdot I_i^2 \cdot X_i \cdot 10^{-3}).$$

Втрати активної електричної енергії (кВт·год) в лініях в загальному випадку можна визначити за виразом:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{МАКС}} \cdot \tau_{\text{НБ}},$$

де $\Delta P_{\text{МАКС}}$ – значення максимальних втрат активної потужності, кВт; $\tau_{\text{НБ}}$ – час найбільших втрат потужності, год (див. рис. 1.3.4б).

Втрати електричної енергії в лінії визначають різними способами залежно від умов розрахунків – на стадії проектування або на стадії експлуатації.

Під час проектування втрати активної електричної енергії в лінії (кВт·год) можна визначити:

– за максимальним струмом навантаження $I_{\text{МАКС}}$ (А), опором мережі R (Ом) і часом максимальних втрат $\tau_{\text{НБ}}$ активної потужності (год):

$$\Delta W_{\text{Л}} = 3 \cdot I_{\text{МАКС}}^2 \cdot R \cdot \tau_{\text{НБ}} \cdot 10^{-3}; \quad (2.1.1)$$

– за середньоквадратичним струмом навантаження $I_{\text{СРКВ}}$ та повним часом роботи елементів у мережі T (год):

$$\Delta W_{\text{Л}} = 3 \cdot I_{\text{СРКВ}}^2 \cdot R \cdot T \cdot 10^{-3};$$

– за максимальним значенням активного та реактивного навантаження $P_{\text{МАКС}}$ (кВт), $Q_{\text{МАКС}}$ (квар), номінальною напругою U (кВ) і відповідним часом максимальних втрат $\tau_{\text{НБ}}^{\text{А}}$, $\tau_{\text{НБ}}^{\text{Р}}$ (год):

$$\Delta W_{\text{Л}} = \frac{R}{U^2} \cdot (P^2 \cdot \tau_{\text{НБ}}^{\text{А}} + Q^2 \cdot \tau_{\text{НБ}}^{\text{Р}}) \cdot 10^{-3};$$

– за типовим графіком повного навантаження, що передається лінією:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \frac{R \cdot 10^{-3}}{U^2} \cdot \sum_{i=1}^n (S_i^2 \cdot t_i), \quad (2.1.2)$$

де S_i – повне навантаження i -го рівня графіка, кВА; t_i – тривалість i -го рівня, год; n – кількість рівнів графіка навантаження.

На стадії експлуатації за відомими значеннями активної та реактивної енергії, що передається лінією, реального графіка навантаження для визначення активних втрат електричної енергії можна використати такі способи:

– за середнім струмом у лінії $I_{\text{СР}}$ (А):

$$\Delta W_{\text{Л}} = 3 \cdot I_{\text{СР}}^2 \cdot R \cdot T \cdot 10^{-3};$$

$$I_{\text{СР}} = \frac{\sqrt{W_{\text{А}}^2 + W_{\text{Р}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot T};$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = \frac{(W_{\text{А}}^2 + W_{\text{Р}}^2) \cdot R \cdot 10^{-3}}{U^2 \cdot T}, \quad (2.1.3)$$

де W_A , W_P – відповідно активна та реактивна енергія, що проходить по лінії за розрахунковий період, кВт·год, квар·год;

T – кількість годин роботи лінії за розрахунковий період, год;

– за методом розрахункових (характерних) днів за розрахунковий період з врахуванням форми графіка активного електричного навантаження:

$$\Delta W_L = k_L \cdot k_\Phi^2 \cdot \Delta W_{ДОБ} \cdot N,$$

де k_L – коефіцієнт, що враховує вплив втрат в арматурі повітряних ліній; для ПЛ напругою 110 кВ і вище – $k_L=1,02$, в інших випадках – $k_L=1,0$;

k_Φ – коефіцієнт форми добового графіка контрольного виміру; $\Delta W_{ДОБ}$ – втрата електроенергії за добу за добовим графіком контрольного вимірювання, кВт·год/добу; N – еквівалентна кількість діб в розрахунковому інтервалі, год;

– за методом середніх навантажень:

$$\Delta W_L = k_\Phi^2 \cdot \Delta P_{CP} \cdot T,$$

де k_Φ – коефіцієнт форми графіка сумарного навантаження лінії за розрахунковий інтервал; ΔP_{CP} – втрати потужності в лінії для середнього за розрахунковий інтервал навантаження, кВт; T – тривалість розрахункового інтервалу, год;

– за реальним ступінчастим графіком струмового навантаження:

$$\Delta W_L = 3 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{i=1}^n (I_i^2 \cdot t_i),$$

де I_i – струм i -го рівня графіка навантаження, А; t_i – тривалість i -го рівня, год; n – кількість рівнів графіка навантаження;

– за реальним багаторівневим графіком повного навантаження (у кВА, МВА) – визначають, як і за типовим графіком, за виразом (2.1.2).

Аналогічно визначають втрати реактивної потужності за розрахунковий період.

Втрати активної потужності в лінії на стадії експлуатації можна визначати послідовно розраховуючи втрати потужності в лінії ΔP_L (кВт) за відомого перерізу струмопровідного дроту:

$$\Delta P_L = \Delta P_0 \cdot L, \quad (2.1.4)$$

де ΔP_0 – питомі втрати потужності на 1 км лінії, кВт/км; приймають за табл. 2.1.1; L – довжина лінії, км.

Таблиця 2.1.1 – **Питомі втрати потужності ΔP_0 (кВт/км) у лініях електропередач**

Переріз, мм ²	Кабельні лінії		Повітряні лінії		
	Мідь	Алюміній	Алюміній	Сталеалюміній	
				АС	АСУ, АСО
10	1,83	3,45	—	—	—
16	2,94	5,57	1,82	1,91	—
25	4,59	8,67	2,88	3,13	—
35	6,44	12,17	4,05	4,05	—
50	9,11	17,34	5,72	5,72	—
70	12,90	24,34	8,00	8,00	—
95	17,46	33,00	10,80	10,80	—
120	22,10	41,58	14,10	14,10	14,10
150	26,46	52,30	17,15	17,15	17,50
185	34,00	64,20	21,10	—	21,10
240	44,00	83,16	27,20	—	27,20
300	—	—	—	—	32,70

Визначають відсоток втрат у лінії відносно економічної потужності лінії $P_{ЕК}$:

$$\Delta P_L(\%) = \frac{100 \cdot \Delta P}{P_{ЕК}}. \quad (2.1.5)$$

У разі відомого значення активної енергії W_A (кВт·год), що передається лінією за розрахунковий період, визначають втрату активної енергії:

$$\Delta W_L = \frac{W_A \cdot \Delta P(\%)}{100}. \quad (2.1.6)$$

Приклад 2.1.1. Визначити втрати активної електроенергії в повітряній лінії АС – 70 напругою 10 кВ (питомий опір $r_0 = 0,46$ Ом/км) довжиною 6 км. Місячне споживання активної електроенергії $W_A = 460$ тис. кВт·год, реактивної електроенергії $W_P = 120$ тис. квар·год, тривалість роботи лінії за місяць за двозмінного режиму роботи становить 350 год.

Розв'язок.

І метод – за виразом (2.1.3).

Визначаємо активний опір лінії $R = r_0 \cdot L$:

$$R = 0,46 \cdot 6 = 2,76 \text{ Ом.}$$

Активна втрата електроенергії за виразом (2.1.3) становить:

$$\Delta W_L = \frac{(460^2 + 120^2) \cdot 2,76 \cdot 10^{-3}}{10^2 \cdot 350} = 17,8 \text{ тис. кВт·год.}$$

II метод (спрощена методика).

Втрати потужності в лінії за виразом (2.1.4) з врахуванням $\Delta P_0 = 8 \text{ кВт/км}$ для АС – 70 з табл. 2.1.1:

$$\Delta P_L = 8 \cdot 6 = 48 \text{ кВт.}$$

Відсоток втрат за виразом (2.1.5) за $P_{EK} = 1300 \text{ кВт}$:

$$\Delta P_L (\%) = \frac{100 \cdot 48}{1300} = 3,69 \text{ \%}.$$

Втрату активної енергії за місяць визначають за виразом (2.1.6):

$$\Delta W_L = \frac{460 \cdot 3,69}{100} = 17 \text{ тис. кВт·год.}$$

Висновок: похибка спрощеного варіанта становить 4,5 %.

Приклад 2.1.2. Визначити втрати активної електроенергії за місяць у кабельній лінії 10 кВ, що виконана двома послідовними відрізками: відповідно алюмінієвим кабелем 3×185 ($r_0 = 0,169 \text{ Ом/км}$) довжиною 2,7 км та мідним кабелем 3×120 ($r_0 = 0,154 \text{ Ом/км}$) довжиною 0,5 км. Місячне проходження лінією активної енергії $W_A = 1700 \text{ тис. кВт·год}$, реактивної $W_P = 500 \text{ тис. квар·год}$, тривалість роботи лінії за місяць – 350 год.

Розв'язок.

I метод – за виразом (2.1.3).

$$R = 0,169 \cdot 2,7 + 0,154 \cdot 0,5 = 0,533 \text{ Ом;}$$

$$\Delta W_L = \frac{(1700^2 + 500^2) \cdot 10^6 \cdot 0,533 \cdot 10^{-3}}{10^2 \cdot 350} = 47,82 \text{ тис. кВт·год.}$$

II метод (спрощена методика).

За табл. 2.1.1:

$$\Delta P_L = 34 \cdot 2,7 + 41,58 \cdot 0,5 = 112,6 \text{ кВт;}$$

$$\Delta P_{\text{Л}}(\%) = \frac{100 \cdot 112,6}{4200} = 2,68 \, \%$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = \frac{1700 \cdot 2,68}{100} = 45,56 \text{ тис. кВт·год (похибка 4,7 \%)}$$

Під час визначення витрат електричної енергії окремими підрозділами підприємств використовують термін річної кількості годин роботи T_p , за винятком підрозділів з безперервним виробництвом (електролізні цехи, гарячі цехи тощо).

Для визначення T_p можна скористатися виразом:

$$T_p = (365 - m) \cdot n \cdot t_{\text{ЗМ}} \cdot k - T_{\text{ПР}},$$

де m – кількість неробочих днів за рік, днів; n – кількість змін на добу; $t_{\text{ЗМ}}$ – тривалість зміни, год; k – коефіцієнт, який враховує тривалість ремонту й інших простоїв виробництва, приймається 0,96 – 0,98; $T_{\text{ПР}}$ – річна кількість годин, на яку зменшено тривалість роботи перед вихідними днями та святами, год.

2.2. Заощадження електричної енергії в мережі шляхом рівномірного розподілення струму в перерізі шин

Під час розрахунків втрат енергії в шинопроводах враховують нерівномірність розподілення струму в перерізі шин та пов'язані з цим додаткові втрати потужності, індуктивне перенесення активної потужності із однієї фази до іншої, яке створює нерівність активних опорів фаз для несиметричного їх розташування, втрати потужності в близьких до шинопроводу металевих частинах.

Підвищені втрати потужності в схемі (рис 2.1.3а) пояснюються суттєвим «ефектом близькості», за якого різко збільшується індуктивний опір шин і, відповідно, реактивна складова струму.

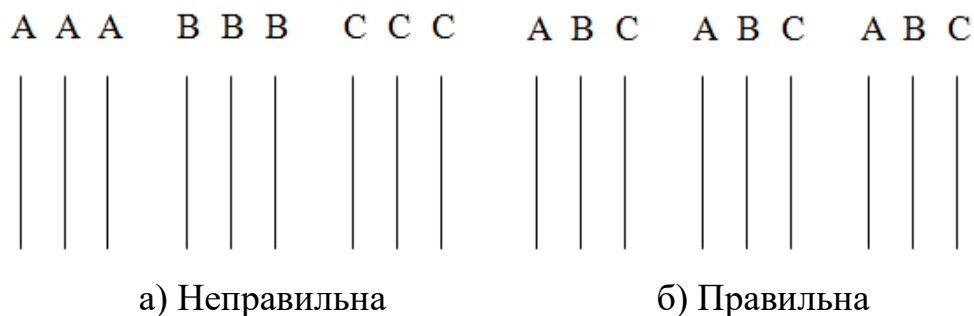


Рисунок 2.1.3 – Шихтування смуг шин та шинопроводів

У схемі рис. 2.1.3б взаємодія магнітних полів така, що взаємно компенсується і збільшення реактивного струму незначне. Втрати потужності в цьому випадку зменшуються вдвічі.

Заходи із заощадження електричної енергії:

- зменшення струму робочої лінії шляхом використання резервних ліній;
- паралельна робота ліній;
- вибір варіантів схем без реакторів;
- підвищення напруги в розподільних мережах;
- оптимізація коефіцієнтів трансформації трансформаторів цехових та міських підстанцій;
- визначення місць струморозподілу в замкнених та неоднорідних мережах;
- зменшення несиметрії навантажень за фазами;
- вибір оптимальної топології електричної мережі (коротка мережа тощо).

Задача пошуку короткої мережі, яка пов'язує задані пункти на площині, відома як проблема Я. Штайнера.

Професор Г.М. Каялов розробив геометричний метод розв'язання задачі Штайнера (метод еквілонгальних ліній) на площині для побудови повітряних ЛЕП сільськогосподарських мереж 6 – 10 кВ. В подальшому цей метод набув поширення і для промислових заводських мережі.

Пошук оптимальної топології електричної мережі також можна реалізувати за допомогою теорії графів.

Питання заощадження електричної енергії та зниження технологічних витрат в електричних мережах докладно висвітлено в [3].

2.3. Заощадження електричної енергії в мережі шляхом переведення її на вищу напругу

У разі переведення електричних мереж на вищу напругу заощадження електричної енергії (кВт·год) в повітряних та кабельних лініях розраховують за виразом:

$$\Delta W_{\text{л}} = 0,003 \cdot \rho \cdot L \cdot N \cdot T_p \cdot \left(\frac{I_1^2}{F_1} - \frac{I_2^2}{F_2} \right), \quad (2.1.7)$$

де ρ – питомий опір матеріалу провідника, Ом·мм²/м (для алюмінію –

0,027 Ом·мм²/м, для міді – 0,017 Ом·мм²/м); L – довжина лінії, м; T_p – тривалість роботи за розрахунковий період, год; I_1, I_2 – значення струму в лінії відповідно за нижчої та вищої напруги, А; F_1, F_2 – переріз провідників за нижчої та вищої напруги, мм².

Для випадку проведення заходів без заміни проводів $F_1 = F_2$.

Розмір заощадженої електричної енергії у випадку реконструкції мережі без зміни напруги (заміна перерізу, їх матеріалу, зменшення довжини) може бути визначена за формулою:

$$\Delta W = 0,003 \cdot I_{СК}^2 \left(\frac{\rho_1 \cdot L_1}{F_1} - \frac{\rho_2 \cdot L_2}{F_2} \right) \cdot t, \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}, \quad (2.1.8)$$

де $I_{СК}$ – середньоквадратичне значення струмів фази, А; L_1, F_1, ρ_1 – значення параметрів до реконструкції; L_2, F_2, ρ_2 – значення параметрів після реконструкції; t – розрахунковий період, год.

Приклад 2.1.3. Визначити розмір заощадженої електричної енергії в лінії у випадку заміни двигуна та мережі з напругою 380 В на 6000 В. Довжина повітряної лінії від підстанції до двигуна $L=800$ м, $F_1=120$ мм², $F_2=25$ мм², провід – алюмінієвий. Струми навантаження $I_1=210$ А, $I_2=15$ А, річна тривалість роботи $t=6000$ год.

Розв'язок. Визначаємо розмір заощадженої електричної енергії відповідно до (2.1.7):

$$\Delta W = 0,003 \cdot 0,027 \cdot 800 \cdot 6000 \cdot \left(\frac{210^2}{120} - \frac{15^2}{25} \right) = 140000 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

2.4. Вирівнювання навантажень фаз у мережі 0,4 кВ

У випадку ввімкнення значної кількості однофазних споживачів у трифазних розподільних мережах 0,38 кВ виникає асиметрія навантажень, що зумовлює появу струму в нульовому провіднику. Наявність струму в нульовому провіднику спричиняє додаткові втрати електричної енергії в елементах системи електропостачання.

Вирівнювання навантажень фаз дозволяє зменшити втрати потужності та енергії в нульовому провіднику, а також підвищити рівень якості електричної енергії до визначених [3].

Коефіцієнт додаткових втрат $K_{\text{дод}}$ у разі несиметричного навантаження фаз для чотирипровідної лінії визначають за виразом:

$$K_{\text{ДОД}} = K_H^2 + \frac{1,5 \cdot (K_H^2 - 1) \cdot R_0}{R_\Phi}, \quad (2.1.9)$$

де K_H – коефіцієнт нерівномірності навантажень фаз; R_0 , R_Φ – відповідно активні опори нульового та фазного провідників.

Для трипровідної лінії $K_{\text{ДОД}} = K_H^2$, для двопровідної лінії $K_{\text{ДОД}}$ не має фізичного змісту.

Квадратичне значення коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз визначають із виразу:

$$K_H^2 = \frac{1}{3} \cdot \left[\left(\frac{I_A}{I_{CP}} \right)^2 + \left(\frac{I_B}{I_{CP}} \right)^2 + \left(\frac{I_C}{I_{CP}} \right)^2 \right], \quad (2.1.10)$$

де I_A, I_B, I_C – відповідно струми фаз А, В, С; I_{CP} – середньоарифметичне значення струмів фаз.

Додаткові втрати потужності в лініях (кВт), які обумовлені несиметричним навантаженням, визначають за виразом:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{CP}^2 \cdot R_\Phi \cdot (K_{\text{ДОД}} - 1) \cdot 10^{-3}. \quad (2.1.11)$$

Вирівнювання фазних навантажень, тобто перемикавання навантажень з однієї фази на іншу, слід проводити тільки за результатами декількох повторних замірів навантажень у періоди максимального навантаження енергосистеми (або в години власного максимуму).

Приклад 2.1.4. Фазні струми на вводі в цех, де є значна кількість однофазних навантажень (однофазні нагрівальні печі, дугове зварювання, освітлення тощо) у години максимуму навантаження становлять: $I_A = 75$ А, $I_B = 90$ А, $I_C = 126$ А. Опори фазних і нульового провідників відповідно дорівнюють: $R_\Phi = 0,046$ Ом, $R_0 = 0,092$ Ом. Визначити додаткову річну втрату енергії в розподільній мережі в разі часу найбільших втрат $\tau_{\text{НВ}} = 1500$ год/рік.

Розв'язок. Середній фазний струм визначають із виразу:

$$I_{CP} = \frac{1}{3} \cdot (I_A + I_B + I_C),$$

$$I_{CP} = \frac{1}{3} \cdot (75 + 90 + 126) = 97 \text{ А.}$$

Квадратичне значення коефіцієнта нерівномірності за (2.1.10)

становить:

$$K_H^2 = \frac{1}{3} \cdot \left| \left(\frac{75}{97} \right)^2 + \left(\frac{90}{97} \right)^2 + \left(\frac{126}{97} \right)^2 \right| = 1,062.$$

Коефіцієнт додаткових втрат за (2.1.9) становить:

$$K_{ДОД} = 1,062 + \frac{1,5 \cdot (1,062 - 1) \cdot 0,046}{0,092} = 1,248.$$

Додаткові втрати потужності за виразом (2.1.11):

$$\Delta P_{ДОД} = 3 \cdot 97^2 \cdot 0,046 \cdot (1,248 - 1) \cdot 10^{-3} = 0,322 \text{ кВт}.$$

Додаткові річні втрати активної енергії:

$$\Delta W_{ДОД} = 0,322 \cdot 1500 = 483 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

ЛЕКЦІЯ 3

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

3.1. Розрахунок втрат потужності та енергії

У трансформаторах наявні втрати активної ΔP_{TP} та реактивної ΔQ_{TP} потужностей.

Втрати активної потужності становлять втрати, викликані нагріванням обмоток трансформатора ΔP , та втрати на нагрівання сталі магнітопроводу трансформатора ΔP_{CT} . Втрати потужності на нагрівання обмоток (кВт) визначають виразами:

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3 \cdot I^2 \cdot R_{TP} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 \cdot R_{TP} \cdot 10^{-3} = \\ &= \frac{S^2}{U^2} \cdot R_{TP} \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{TP} \cdot 10^{-3}.\end{aligned}$$

Повні активні втрати трансформатора визначають за виразом:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P + \Delta P_{CT} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{TP} \cdot 10^{-3} + \Delta P_{CT},$$

де R_{TP} – активний опір (Ом) обмоток трансформатора, який залежить від значення втрат у обмотках ΔP_{OB} (кВт), номінальної потужності трансформатора $S_{НОМ}$ (кВА), номінальної напруги $U_{НОМ}$ (кВ) обмотки трансформатора, яка приєднана до розглядуваної лінії:

$$R_{TP} = \frac{\Delta P_{OB} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^3.$$

Втрати реактивної потужності становлять втрати, що викликані розсіюванням магнітного потоку в трансформаторі ΔQ , та втрат, обумовлених намагнічуванням трансформатора ΔQ_{HX} .

Втрати потужності (квар), що викликані розсіюванням магнітного потоку, визначають із виразу:

$$\Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot X_{TP} \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_{TP} \cdot 10^{-3}.$$

Повні реактивні втрати трансформатора становлять:

$$\Delta Q_{TP} = \Delta Q + \Delta Q_{HX} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_{TP} \cdot 10^{-3} + \Delta Q_{HX},$$

де X_{TP} – реактивний опір обмоток трансформатора, який визначають за значеннями номінальної напруги $U_{НОМ}$, напруги короткого замикання $U_{КЗ}$ та номінального навантаження трансформатора $S_{НОМ}$; ΔQ_{HX} – втрати неробочого ходу.

На основі паспортних даних втрати потужності в трансформаторах можна визначити іншим шляхом – за номінальними значеннями втрат короткого замикання $\Delta P_{КЗ}$, що відповідають втратам в обмотках $\Delta P_{ОБ}$ за номінального навантаження трансформатора $S_{НОМ}$.

У випадку відомого фактичного навантаження трансформатора S вираз для визначення втрат активної потужності набуває вигляду:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{ОБ} + \Delta P_{HX} = \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \Delta P_{КЗ} + \Delta P_{HX} = k_3^2 \cdot \Delta P_{КЗ} + \Delta P_{HX}, \quad (2.2.1)$$

де $k_3 = \frac{S}{S_{НОМ}}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора.

Реактивний опір (Ом) та відповідні втрати реактивної потужності (квар) трансформатора можна визначити за паспортними даними:

$$X_{TP} = \frac{U_{КЗ} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \cdot 10^3;$$

$$\Delta Q_{HX} = \frac{I_{HX} \cdot S_{НОМ}}{100};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{TP} &= 3 \cdot I^2 \cdot X_{TP} \cdot 10^{-3} + \Delta Q_{HX} = \frac{3 \cdot I^2 \cdot U_{КЗ} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} + \Delta Q_{HX} = \\ &= \frac{U_{КЗ} \cdot S^2}{100 \cdot S_{НОМ}} + \frac{I_{HX} \cdot S_{НОМ}}{100} = \frac{S_{НОМ}}{100} \cdot (U_{КЗ} \cdot k_3^2 + I_{HX}), \end{aligned} \quad (2.2.2)$$

де $U_{КЗ}$ – напруга короткого замикання трансформатора, %; I_{HX} – струм неробочого ходу трансформатора, %.

Під час проектування, а також в умовах експлуатації слід передбачати економічно доцільний режим роботи трансформаторів, тобто з урахуванням втрат за рахунок споживання трансформаторами реактивної потужності та збільшення загального струму живлення трансформаторів. Такі втрати називають зведеними і розраховують з врахуванням коефіцієнта підвищення втрат k_E , кВт/квар. Коефіцієнт

підвищення втрат чисельно дорівнює питомому зниженню втрат активної потужності в усіх елементах системи електропостачання (від джерела живлення до місць споживання електричної енергії), якою досягають у разі зменшення реактивної потужності, що передається.

Для більшості розрахунків можна приймати значення $k_E = 0,05$ кВт/квар або використовувати дані, наведені в табл. 2.2.1.

Таблиця 2.2.1 – Коефіцієнт підвищення втрат у трансформаторах

Характеристика трансформатора й системи електропостачання	k_E , кВт/квар	
	у години максимуму системи	у години мінімуму системи
Трансформатори, які живляться від шин електростанцій	0,02	0,02
Трансформатори, які живляться від електростанцій генераторною напругою	0,07	0,04
Знижувальні трансформатори 110/35/10 кВ, які живляться від районних мереж	0,1	0,06
Знижувальні цехові трансформатори 10(6)/0,4 кВ, які живляться від районних мереж	0,15	0,1

Зведені втрати потужності в трансформаторах $\Delta P'_{TP}$ мають вигляд:

$$\Delta P'_{TP} = \Delta P'_{HX} + k_3^2 \cdot \Delta P'_{K3}, \quad (2.2.3)$$

де $\Delta P'_{HX} = \Delta P_{HX} + k_E \cdot \Delta Q_{HX}$ – зведені втрати потужності неробочого ходу трансформатора, кВт; $\Delta P'_{K3} = \Delta P_{K3} + k_E \cdot \Delta Q_{K3}$ – зведені втрати потужності короткого замикання трансформатора, кВт; $\Delta Q_{HX} = \frac{S_{НОМ} \cdot I_{HX}}{100}$ – реактивна потужність неробочого ходу трансформатора, квар; $\Delta Q_{K3} = \frac{S_{НОМ} \cdot U_{K3}}{100}$ – втрати реактивної потужності в обмотках за номінального значення навантаження, квар.

Приклад 2.2.1. Розрахувати значення активної потужності в трансформаторі з урахуванням та без урахування коефіцієнта підвищення втрат. Вихідні дані: $S_{НОМ} = 1000$ кВА, $\Delta P_{HX} = 1,9$ кВт, $\Delta P_{K3} = 10,8$ кВт, $U_{K3} = 5,5$ %, $I_{HX} = 1,2$ %, $k_3 = 0,75$, $k_E = 0,05$ кВт/квар.

Розв'язок. 1) Розраховуємо втрати за формулою (2.2.1):

$$\Delta P_{TP} = 1,9 + 0,75^2 \cdot 10,8 = 7,975 \text{ кВт};$$

2) З урахуванням коефіцієнта підвищення втрат зведені втрати визначимо за (2.2.3):

$$\Delta P'_{TP} = \Delta P_{HX} + k_E \cdot \Delta Q_{HX} + k_3^2 \cdot (\Delta P_{K3} + k_E \cdot \Delta Q_{K3}), \quad (2.2.4)$$

$$\Delta P'_{TP} = 1,9 + 0,05 \cdot 1000 \cdot \frac{1,2 \cdot 1000}{100} + 0,75^2 \cdot \left(10,8 + 0,05 \cdot \frac{1000 \cdot 5,5}{100} \right) = 10,12 \text{ кВт}.$$

Отже, у разі врахування коефіцієнта підвищення втрат значення втрат у трансформаторі зростає більше ніж на 25 %.

Втрати активної енергії у двообмотковому трансформаторі визначають без урахування передавання реактивної потужності за виразом:

$$\Delta W_{aTP} = \Delta P_{HX} \cdot T_0 + k_3^2 \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau_a, \quad (2.2.5)$$

і з урахуванням передавання реактивної енергії за виразом:

$$\begin{aligned} \Delta W_{aTP} = & \left(\Delta P_{HX} + k_E \cdot \frac{I_{HX}}{100} \cdot S_{НОМ} \right) \cdot T_0 + \\ & + k_3^2 \cdot \left(\Delta P_{K3} + k_E \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot S_{НОМ} \right) \cdot \tau_a. \end{aligned} \quad (2.2.6)$$

Втрати умовної реактивної енергії у двообмотковому трансформаторі визначають за виразом:

$$\Delta W_{pTP} = \frac{I_{HX}}{100} \cdot S_{НОМ} \cdot T_0 + k_3^2 \cdot S_{НОМ} \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot \tau_p.$$

Втрати активної (кВт) та реактивної (квар) потужностей в триобмотковому трансформаторі можна визначити із виразів:

$$\begin{aligned} \Delta P_{TP} &= \frac{S_1^2 \cdot R_{T1} \cdot 10^{-3}}{U_1^2} + \frac{S_2^2 \cdot R_{T2} \cdot 10^{-3}}{U_2^2} + \frac{S_3^2 \cdot R_{T3} \cdot 10^{-3}}{U_3^2} + \Delta P_{HX}, \\ \Delta Q_{TP} &= \frac{S_1^2 \cdot X_{T1} \cdot 10^{-3}}{U_1^2} + \frac{S_2^2 \cdot X_{T2} \cdot 10^{-3}}{U_2^2} + \frac{S_3^2 \cdot X_{T3} \cdot 10^{-3}}{U_3^2} + \Delta Q_{HX}, \end{aligned}$$

де S_1, S_2, S_3 – фактична потужність обмоток відповідно високої, середньої та низької напруги, кВА; U_1, U_2, U_3 – номінальна напруга відповідно обмоток високої, середньої й низької напруги, кВ;

R_{T1}, R_{T2}, R_{T3} – активний опір обмоток відповідно високої, середньої та низької напруги, Ом; X_{T1}, X_{T2}, X_{T3} – індуктивний опір обмоток відповідно високої, середньої та низької напруги, Ом.

Для визначення опорів обмоток використовують паспортні дані та покази лічильників активної та реактивної потужностей.

Розрахунок втрат активної потужності в триобмотковому трансформаторі виконують з використанням паспортних або каталожних даних:

– номінальна потужність трансформатора $S_{НОМ}$, кВА;

– номінальна потужність обмоток високої, середньої та низької напруги (відповідно BH , CH і HH) – S_{BH} , S_{CH} , S_{HH} , кВА (згідно з паспортом подана у відсотках до номінальної потужності).

Втрати потужності в обмотках BH , CH , HH у випадку повного їхнього завантаження (кВт) становлять:

$$\Delta P_{BH} = 0,5 \cdot (\Delta P_{BH-CH} + \Delta P_{BH-HH} - \Delta P_{CH-HH});$$

$$\Delta P_{CH} = 0,5 \cdot (\Delta P_{BH-CH} + \Delta P_{CH-HH} - \Delta P_{BH-HH});$$

$$\Delta P_{HH} = 0,5 \cdot (\Delta P_{BH-HH} + \Delta P_{CH-HH} - \Delta P_{BH-CH}),$$

де ΔP_{BH-CH} , ΔP_{CH-HH} , ΔP_{BH-HH} – потужність втрат у відповідній парі обмоток за 100 % їх навантаження, кВт (з паспорта або каталогу).

Реактивну потужність (квар), яку споживають обмотки BH , CH , HH трансформатора в разі навантаження їх номінальною потужністю, визначають за виразами:

$$\Delta Q_{BH} = \frac{S_{BH} \cdot U_{кзB}}{100};$$

$$\Delta Q_{CH} = \frac{S_{CH} \cdot U_{кзC}}{100};$$

$$\Delta Q_{HH} = \frac{S_{HH} \cdot U_{кзH}}{100},$$

де $U_{кзB}$, $U_{кзC}$, $U_{кзH}$ – відповідно напруги короткого замикання обмоток BH , CH , HH , %, які визначають за каталожними даними напруг короткого замикання пар обмоток за виразами:

$$U_{кзB} = 0,5 \cdot (U_{BH-CH} + U_{BH-HH} - U_{CH-HH});$$

$$U_{кзC} = 0,5 \cdot (U_{BH-CH} + U_{CH-HH} - U_{BH-HH});$$

$$U_{кзH} = 0,5 \cdot (U_{BH-HH} + U_{CH-HH} - U_{BH-CH}).$$

За наявності електричних лічильників на стороні *BH*, *CH*, *HH* повинно витримуватись співвідношення між показами лічильників активної (W_{aBH} , W_{aCH} , W_{aHH}), кВт·год, та реактивної (W_{pBH} , W_{pCH} , W_{pHH}), квар·год, електричних енергій за розрахунковий період:

$$W_{aBH} = W_{aCH} + W_{aHH};$$

$$W_{pBH} = W_{pCH} + W_{pHH}.$$

Визначають коефіцієнт завантаження кожної з обмоток трансформатора. Наприклад, для обмотки *BH*:

$$k_{зBH} = \frac{W_{aBH}}{S_{BH} \cdot \tau_{II} \cdot \cos \varphi_{CER1BH}},$$

де $\cos \varphi_{CER1BH}$ – середнє значення коефіцієнта потужності на стороні вищої напруги, τ_{II} – тривалість роботи трансформатора, год.

Для обмоток *CH* та *HH* розраховують аналогічно.

Втрати активної (кВт·год) та реактивної (квар·год) електричної енергії у триобмотковому трансформаторі визначають виразами:

$$\Delta W_A = \Delta P_{HX} \cdot \tau_{II} + (\Delta P_{BH} \cdot k_{зBH}^2 + \Delta P_{CH} \cdot k_{зCH}^2 + \Delta P_{HH} \cdot k_{зHH}^2) \cdot \tau_P;$$

$$\Delta W_P = \Delta Q_{HX} \cdot \tau_{II} + (\Delta Q_{BH} \cdot k_{зBH}^2 + \Delta Q_{CH} \cdot k_{зCH}^2 + \Delta Q_{HH} \cdot k_{зHH}^2) \cdot \tau_P,$$

де τ_P – тривалість роботи трансформатора з навантаженням за розрахунковий період, год.

Здебільшого в довідникових таблицях для триобмоткових трансформаторів наводять значення ΔP_{HX} та значення ΔP_{K3} для одного з двох режимів допустимого 100 %-го навантаження обмоток (*BH–CH* або *BH–HH*) у двообмотковому режимі, за якого значення ΔP_{K3} буде максимальним. Тоді змінну складову втрат активної потужності в трансформаторі можна визначити за виразом:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{K3} \cdot \frac{S_{BH}^2 + S_{CH}^2 + S_{HH}^2}{2 \cdot S_{HOM}^2}. \quad (2.2.7)$$

У цьому випадку втрати електричної енергії в триобмотковому трансформаторі визначають аналогічно до визначення втрат у двообмотковому трансформаторі.

За наявності добового графіка навантаження річні втрати активної енергії (кВт·год/рік) в триобмотковому трансформаторі можна визначати за виразом:

$$\Delta W_A = \Delta P_{HX} \cdot \tau_{II} + \frac{\Delta P_{K3} \cdot \left(\sum_{i=1}^n (S_{BHi}^2 \cdot t_{BHi}) + \sum_{i=1}^m (S_{CHi}^2 \cdot t_{CHi}) + \sum_{i=1}^k (S_{HHi}^2 \cdot t_{HHi}) \right) \cdot 365}{2 \cdot S_{HOM}^2},$$

де n, m, k – кількість рівнів сталих значень потужності за добовим графіком навантаження обмоток BH, CH, HH ; S_i, t_i – потужність та тривалість інтервалу i -го рівня сталого навантаження з добового графіка для різних обмоток (BH, CH, HH) трансформатора.

Річні втрати активної енергії в триобмотковому трансформаторі можна також визначити за виразом:

$$\Delta W_A = \Delta P_{HX} \cdot \tau_{II} + \frac{\Delta P_{K3} \cdot \left(\sum_{i=1}^n (S_{MAX_i}^2 \cdot \tau_{MAX_i}) \right)}{2 \cdot S_{HOM}^2}, \quad (2.2.8)$$

де S_{MAX}, τ_{MAX_i} – максимальне навантаження та час найбільших втрат для обмотки високої, середньої та низької напруги трансформатора; $n = 3$ – кількість обмоток триобмоткового трансформатора.

За відсутності графіка навантаження річну втрату активної електричної енергії для триобмоткового трансформатора визначають за виразом:

$$\Delta W_A = \Delta P_{HX} \cdot \tau_{II} + \left| \frac{\Delta P_{K3} \cdot (\alpha_1 \cdot S_{BH MAX}^2 + \alpha_2 \cdot S_{CH MAX}^2 + \alpha_3 \cdot S_{HH MAX}^2)}{2 \cdot S_{HOM}^2} \right| \cdot \tau_P,$$

де $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ – коефіцієнти, що враховують навантаження відповідно високої, середньої та низької напруги трансформатора; у випадку виготовлення трансформаторів з обмотками, розрахованими на 100 % навантаження, $\alpha_1 = 0,6, \alpha_2 = 0,4, \alpha_3 = 0,4$; у разі 67 % навантаження – $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = 0,3$; $S_{BH MAX}, S_{CH MAX}, S_{HH MAX}$ – відповідно розрахункові максимальні навантаження обмоток високої, середньої та низької напруг.

3.2. Вибір оптимального режиму роботи трансформаторів

Якщо на ТП є декілька трансформаторів, потрібна визначити їх сумісний економічно доцільний режим роботи. Такому режиму відповідає мінімум втрат електричної енергії в трансформаторах. Для підстанцій з двома трансформаторами коефіцієнт завантаження має бути на рівні 0,7 – 0,75 для максимального завантаження підстанції.

Втрати електричної енергії в трансформаторах можна мінімізувати правильно вибравши потужність та забезпечивши раціональний режим їхньої роботи на ТП. Крім того, можливе зменшення втрат електричної енергії шляхом усунення неробочого ходу трансформаторів у випадку малих навантажень (наприклад, для цехових трансформаторних підстанцій одно- чи двозмінних промислових підприємств). Необхідно також враховувати додаткові втрати активної потужності, що виникають у системі електропостачання внаслідок передавання реактивної потужності.

Криві зведених втрат потужності із урахуванням втрат у системі електропостачання залежно від значення потужності навантаження S_H зображено на рис. 2.2.1. Крива 1 – залежність у випадку роботи першого трансформатора, крива 2 – другого трансформатора. У разі паралельної роботи двох трансформаторів різної потужності зведені втрати потужності залежно від навантаження визначаються кривою 3.

Розрахункова потужність, за якої доцільно здійснювати вимкнення (увімкнення) трансформаторів, можна знайти як графічно, так й аналітично. Якщо значення навантажень менші за S_{H1} – доцільніше залишити в роботі один трансформатор, втрати в якому відповідають кривій 1.

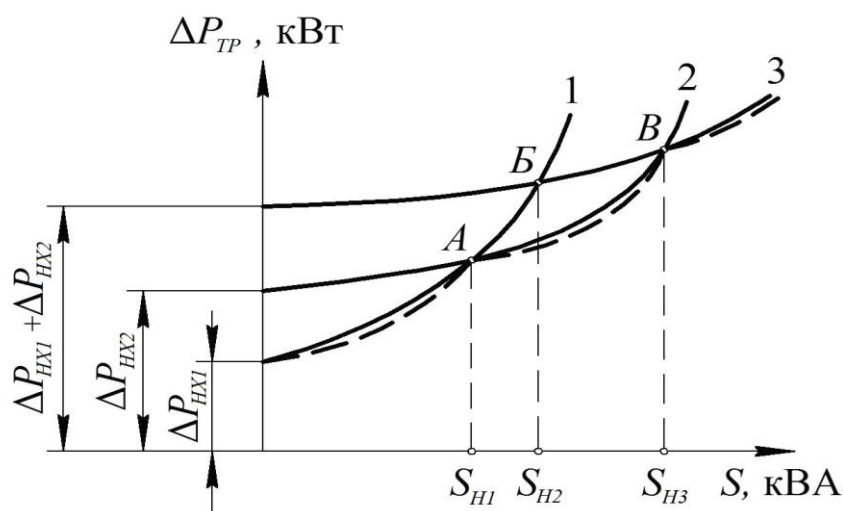


Рисунок 2.2.1 – Втрати в трансформаторах за різних значень навантажень

Якщо навантаження зростає до значення S_{H3} – раціональніше використовувати другий трансформатор (крива 2). Збільшення навантаження понад S_{H3} вимагає одночасної роботи двох встановлених трансформаторів.

Розрахункова потужність, за якої втрати в n однакових трансформаторах дорівнюють втратам у $(n-1)$ трансформаторах визначають за виразом:

$$S_{PO31} = S_{НОМ} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P'_{HX}}{\Delta P'_{K3}}}, \quad (2.2.10)$$

де $\Delta P'_{HX}$, $\Delta P'_{K3}$ – зведені втрати потужності неробочого ходу та короткого замикання трансформатора, кВт.

Зі збереженням достатнього рівня точності у виразі (2.2.10) можна використовувати втрати потужності неробочого ходу та короткого замикання без урахування коефіцієнта підвищення втрат k_E .

Значення навантаження, за якого потрібно залишити в роботі $(n+1)$ трансформаторів визначають за виразом:

$$S_{PO3} \geq S_{НОМ} \cdot \sqrt{\frac{n+1}{n}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P'_{HX}}{\Delta P'_{K3}}}. \quad (2.2.11)$$

Значення навантаження, за якого доцільно вимкнути один трансформатор:

$$S_{PO3} \leq S_{НОМ} \cdot \sqrt{\frac{n-1}{n}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P'_{HX}}{\Delta P'_{K3}}}. \quad (2.2.12)$$

Вираз для визначення зведених втрат потужності набуде вигляду:

$$\Delta P'_{TP} = \Delta P'_{HX} + \frac{\Delta P'_{K3}}{S_{TP}^2} \cdot S_{PO3}^2. \quad (2.2.13)$$

Для спрощення розрахунків замінимо $\Delta P'_{HX} = a$, $\frac{\Delta P'_{K3}}{S_{TP}^2} = b$.

Тоді вираз (2.2.13) набуває вигляду:

$$\Delta P'_{TP} = a + b \cdot S_{PO3}^2.$$

Визначимо розрахункову потужність S_{PO3} , за якої значення втрат в одному трансформаторі дорівнює втратам у двох однакових трансформаторах у випадку їх паралельної роботи:

$$a + b \cdot S_{PO3}^2 = 2 \cdot a + 2 \cdot b \cdot \frac{S_{PO3}^2}{4}.$$

Із цього виразу розрахункова потужність становить:

$$S_{PO3} = \sqrt{\frac{2 \cdot a}{b}}.$$

Залежність зведених втрат активної потужності в силових трансформаторах у разі роботи одного або паралельної роботи двох трансформаторів графічно зображено на рис. 2.2.2.

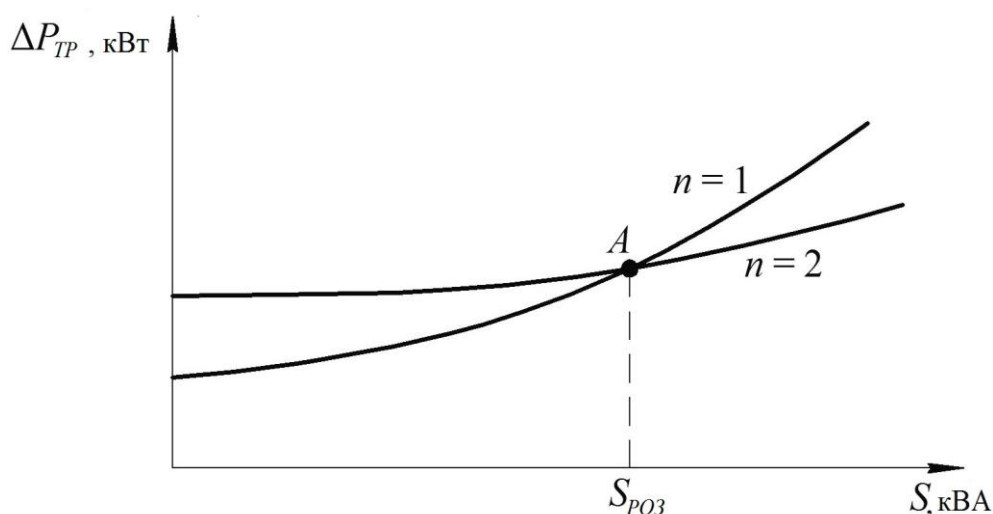


Рисунок 2.2.2 – Залежність зведених втрат активної потужності в силових трансформаторах у разі роботи одного та паралельної роботи двох трансформаторів однакової потужності

Приклад 2.2.1. У цеховій підстанції встановлено два трансформатори типу ТМ–2500/10 із паспортними даними: $\Delta P_{HX} = 4,6$ кВт, $\Delta P_{K3} = 25$ кВт, $U_{K3} = 5,5$ %, $I_{HX} = 1,0$ %, $S_{НОМ} = 2500$ кВА. Визначити економічно доцільний режим роботи двох трансформаторів.

Розв'язок. 1) Розраховуємо значення реактивних втрат неробочого ходу $\Delta Q_{HX} = \frac{S_{НОМ} \cdot I_{HX}}{100}$ та короткого замикання $\Delta Q_{K3} = S_{НОМ} \cdot \frac{U_{K3}}{100}$:

$$\Delta Q_{HX} = \frac{2500 \cdot 1}{100} = 25 \text{ квар}; \quad \Delta Q_{K3} = 2500 \cdot \frac{5,5}{100} = 137,5 \text{ квар}.$$

2) Визначаємо втрати в трансформаторі, приймаючи значення коефіцієнта підвищення втрат $k_E = 0,05$ кВт/квар:

$$\Delta P'_{HX} = 4,6 + 0,05 \cdot 25 = 5,85 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{K3} = 25 + 0,05 \cdot 137,5 = 31,875 \text{ кВт}.$$

3) Розраховуємо навантаження працюючого трансформатора ($n=1$), за якого доцільно долучати другий трансформатор, за виразом (2.2.11):

$$S_{PO3} \geq 2500 \cdot \sqrt{\frac{1+1}{1}} \cdot \sqrt{\frac{5,85}{31,875}} = 1515 \text{ кВА.}$$

Розраховуємо навантаження працюючих трансформаторів ($n=2$), за якого доцільно вимкнути другий трансформатор, за виразом (2.2.12):

$$S_{PO3} \leq 2500 \cdot \sqrt{\frac{2-1}{2}} \cdot \sqrt{\frac{5,85}{31,875}} = 1071 \text{ кВА.}$$

Приклад 2.2.2. На ПС 35/10 встановлено два трансформатори номінальною потужністю 10 МВА кожен з параметрами: $\Delta P_{HX} = 14,5$ кВт, $\Delta P_{K3} = 65$ кВт, $U_{K3} = 7,5$ %, $I_{HX} = 0,8$ %. Графік споживання активної потужності має два рівні: 10 МВт – 2000 год (T_1) та 5 МВт – 6760 год (T_2). Коефіцієнт потужності постійний та становить 0,9.

Визначити потужність споживання, за якої доцільно вимикати один трансформатор (без урахування додаткових втрат за передавання реактивної потужності), та економічний ефект від вимкнення одного трансформатора в період спаду навантаження.

Розв'язок. 1) Згідно з (2.2.10) визначаємо потужність навантаження, за якої втрати в одному та двох трансформаторів є однаковими:

$$S_{PO3} = 10 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{14,5}{65}} = 6,68 \text{ МВА.}$$

Найбільше навантаження підстанції (на рівні з максимальним споживанням активної потужності) становить: $S_1 = \frac{10}{0,9} = 11,1$ МВА, на другому рівні: $S_2 = \frac{5}{0,9} = 5,55$ МВА.

Потужність підстанції на другому рівні менша за розраховане критичне навантаження, а отже, у разі зниження навантаження (робота на другому рівні) необхідно залишити в роботі один трансформатор.

Втрати короткого замикання в обмотках обох трансформаторів:
– за максимального завантаження:

$$\Delta P_{OB1} = \frac{\Delta P_{K3}}{n} \cdot \left(\frac{S_1}{S_{HOM}} \right)^2;$$

$$\Delta P_{OB1} = \frac{65}{2} \cdot \left(\frac{11,1}{10} \right)^2 = 40,04 \text{ кВт};$$

– за навантаження на другому рівні:

$$\Delta P_{OB2} = \frac{\Delta P_{K3}}{n} \cdot \left(\frac{S_2}{S_{HOM}} \right)^2;$$

$$\Delta P_{OB2} = \frac{65}{2} \cdot \left(\frac{5,55}{10} \right)^2 = 10,01 \text{ кВт};$$

– за навантаження на другому рівні в одному трансформаторі:

$$\Delta P_{OB3} = \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_2}{S_{HOM}} \right)^2;$$

$$\Delta P_{OB3} = 65 \cdot \left(\frac{5,55}{10} \right)^2 = 20,02 \text{ кВт}.$$

Втрати електричної енергії в разі паралельної роботи двох трансформаторів упродовж року:

$$\Delta W_1 = \Delta P_{OB1} \cdot T_1 + \Delta P_{OB2} \cdot T_2 + n \cdot \Delta P_{HX} \cdot (T_1 + T_2);$$

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= 40,04 \cdot 2000 + 10,01 \cdot 6760 + \\ &+ 2 \cdot 14,5 \cdot (2000 + 6760) = 401788 \text{ кВт·год.} \end{aligned}$$

Втрати електричної енергії впродовж року в разі вимкнення одного трансформатора на час спаду навантаження:

$$\Delta W_2 = \Delta P_{OB2} \cdot T_2 + \Delta P_{OB3} \cdot T_2 + n \cdot \Delta P_{HX} \cdot T_1 + \Delta P_{HX} \cdot T_2;$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 &= 40,04 \cdot 2000 + 20,02 \cdot 6760 + \\ &+ 2 \cdot 14,5 \cdot (2000 + 14,5 \cdot 6760) = 371485 \text{ кВт·год.} \end{aligned}$$

Значення заощадженої електричної енергії становить:

$$\Delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2,$$

$$\Delta W = 401788 - 371485 = 30303 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Приклад 2.2.3. Вихідні дані: $S_{PO3} = 3114 \text{ кВА}$; $P_{PO3} = 3020 \text{ кВт}$; середньорічне навантаження $P_{CP} = 2386 \text{ кВт}$; $\text{tg}\varphi = 0,226$; $U_{TP} = 10/0,4 \text{ кВ}$. Графік навантаження та річну тривалість рівнів навантаження подано в табл. 2.2.2.

Таблиця 2.2.2 – Графік навантаження роботи трансформаторів

Повна потужність, кВА	500	750	1000	1500	2000	2500	3114
Тривалість роботи, год	760	750	2000	1250	1500	1250	1250

Обрати потужність трансформаторів з урахуванням вимкнення одного в разі зменшення навантаження.

Розв'язок. 1) З огляду на забезпеченість надійності живлення обираємо два трансформатори. Визначаємо коефіцієнт заповнення графіка навантаження відповідно до (1.3.3):

$$K_{3Г} = \frac{P_{CP}}{P_{PO3}},$$

$$K_{3Г} = \frac{2386}{3020} = 0,79.$$

Згідно з ПУЕ [5] коефіцієнт аварійного перевантаження може бути прийнятий на рівні 1,4 (з урахуванням сезонних перевантажень). Розглянемо два варіанти трансформаторів:

I – два трансформатори потужністю 2500 кВА;

II – два трансформатори потужністю 1600 кВА.

У нормальному режимі обидва варіанти прийнятні.

В аварійному режимі за I варіантом у разі вимкнення одного з трансформаторів потужністю 2500 кВА той, що залишиться в роботі, забезпечуватиме потужність $1,4 \cdot S_{НОМ}$:

$$1,4 \cdot 2500 = 3500 \text{ кВА},$$

тобто робота підприємства не порушиться.

Для II варіанта в разі вимкнення одного з трансформаторів потужністю 1600 кВА той, що залишиться в роботі, забезпечуватиме лише частину потужності:

$$1,4 \cdot 1600 = 2240 \text{ кВА}.$$

Враховуючи, що частина електроприймачів II та III категорій може бути вимкнена на час аварії, II варіант можна вважати також прийнятним.

Для подальших розрахунків необхідно визначити потужність, за якої доцільно все навантаження живити від одного трансформатора.

I варіант. $S_{НОМ} = 2500 \text{ кВА}$, $\Delta P_{HX} = 4,6 \text{ кВт}$, $\Delta P_{K3} = 26 \text{ кВт}$, $U_{K3} = 5,5 \%$, $I_{HX} = 1,0 \%$; вартість трансформатора $K = 245360 \text{ грн}$.

1) Розрахуємо повні втрати потужності в трансформаторах. Коефіцієнт підвищення втрат приймемо на рівні $k_E = 0,05 \text{ кВт/квар}$:

$$\Delta Q_{HX} = \frac{S_{НОМ} \cdot I_{HX}}{100}, \Delta Q_{HX} = \frac{2500 \cdot 1,0}{100} = 25 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{K3} = \frac{S_{НОМ} \cdot U_{K3}}{100}, \Delta Q_{K3} = \frac{2500 \cdot 5,5}{100} = 137,5 \text{ квар};$$

$$\Delta P'_{HX} = \Delta P_{HX} + k_E \cdot \Delta Q_{HX}, \Delta P'_{HX} = 4,6 + 0,05 \cdot 25 = 5,85 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{K3} = \Delta P_{K3} + k_E \cdot \Delta Q_{K3}, \Delta P'_{K3} = 26 + 0,05 \cdot 137,5 = 32,875 \text{ кВт}.$$

2) Зведені втрати потужності в одному трансформаторі відповідно до виразу (2.2.3) становлять:

$$\Delta P'_{2500} = 5,8 + k_3^2 \cdot 32,875.$$

У двох трансформаторах:

$$\Delta P'_{2 \cdot 2500} = 11,7 + k_{3,0,5}^2 \cdot 65,75,$$

де $k_{3,0,5}$ – коефіцієнт завантаження за рахунок поділу навантаження між двома однаковими трансформаторами.

3) Визначаємо навантаження, за якого доцільно вмикати другий трансформатор, за виразом (2.2.11):

$$S_{PO31} = 2500 \cdot \sqrt{\frac{1+1}{1}} \cdot \sqrt{\frac{5,85}{32,875}} = 1491 \text{ кВА.}$$

4) Розраховуємо втрати електричної енергії та подамо їх у вигляді табл. 2.2.3.

Таблиця 2.2.3 – **Визначення втрат енергії в трансформаторах за I варіантом**

Варіант навантаження	Навантаження, кВА	k_3	$k_{3,0,5}$	Тривалість навантаження, год/рік	Втрати потужності в трансформаторах, кВт	Втрати енергії, кВт·год/рік
1	500	0,2		760	7,165	5445
2	750	0,3		750	8,81	6608
3	1000	0,4		2000	11,11	22220
4	1500		0,3	1250	17,62	22025
5	2000		0,4	1500	22,22	33330
6	2500		0,5	1250	28,14	35175
7	3114		0,623	1250	37,22	46525

Всього за рік:

$$\Delta W_{2500} = 171328 \text{ кВт·год/рік}$$

II варіант. $S_{НОМ} = 1600 \text{ кВА}$, $\Delta P_{HX} = 3,3 \text{ кВт}$, $\Delta P_{K3} = 18,0 \text{ кВт}$, $U_{K3} = 5,5 \%$, $I_{HX} = 1,3 \%$; вартість трансформатора $K = 140820 \text{ грн}$.

1) Розраховуємо повні втрати потужності в трансформаторах. Коефіцієнт підвищення втрат також приймемо на рівні $k_E = 0,05 \text{ кВт/квар}$:

$$\Delta Q_{HX} = \frac{S_{НОМ} \cdot I_{HX}}{100}, \Delta Q_{HX} = \frac{1600 \cdot 1,3}{100} = 20,8 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{K3} = \frac{S_{НОМ} \cdot U_{K3}}{100}, \Delta Q_{K3} = \frac{1600 \cdot 5,5}{100} = 88 \text{ квар};$$

$$\Delta P'_{HX} = \Delta P_{HX} + k_E \cdot \Delta Q_{HX}, \Delta P'_{HX} = 3,3 + 0,05 \cdot 20,8 = 4,34 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{K3} = \Delta P_{K3} + k_E \cdot \Delta Q_{K3}, \Delta P'_{K3} = 18 + 0,05 \cdot 88 = 22,4 \text{ кВт}.$$

2) Зведені втрати потужності в одному трансформаторі відповідно до виразу (2.2.3) становлять:

$$\Delta P'_{1600} = 4,34 + k_3^2 \cdot 22,4.$$

У двох трансформаторах:

$$\Delta P'_{2 \cdot 1600} = 8,68 + k_{3,0,5}^2 \cdot 44,8.$$

3) Визначаємо навантаження, за якого доцільно вмикати другий трансформатор за виразом (2.2.11):

$$S_{PO32} = 1600 \cdot \sqrt{\frac{1+1}{1}} \cdot \sqrt{\frac{3,3}{22,4}} = 868 \text{ кВА}.$$

4) Розраховуємо втрати електричної енергії та подамо їх у табл. 2.2.4.

5) Капітальні вкладення за варіантами:

$$K_1 = 2 \cdot 245360 = 490720 \text{ грн.}$$

$$K_2 = 2 \cdot 140820 = 281640 \text{ грн.}$$

6) Експлуатаційні витрати за варіантами становлять:

$$B_{EKi} = \frac{\alpha_{EK}}{100} \cdot K_i,$$

де $\alpha_{EK} = 4,8 \%$ – норма щорічних витрат на експлуатацію, K_i – капітальні вкладення за варіантами.

Таблиця 2.2.4 – **Визначення втрат енергії в трансформаторах за II варіантом**

Варіант навантаження	Навантаження, кВА	k_3	$k_{3,0,5}$	Тривалість навантаження, год/рік	Втрати потужності у трансформаторах, кВт	Втрати енергії, кВт·год/рік
1	500	0,313		760	6,53	4963
2	750	0,469		750	9,27	6952
3	1000		0,313	2000	13,07	26140
4	1500		0,469	1250	18,53	23162
5	2000		0,625	1500	26,18	39270

6	2500		0,782	1250	36,08	45,100
7	3114		0,973	1250	51,09	63862

Усього за рік

$$\Delta W_{1600} = 209449 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

$$B_{EK1} = 0,048 \cdot 490720 = 23555 \text{ грн/рік};$$

$$B_{EK2} = 0,048 \cdot 281640 = 13519 \text{ грн/рік}.$$

7) Амортизаційні витрати становлять:

$$B_{AMi} = \frac{\alpha_{AM}}{100} \cdot K_i,$$

де $\alpha_{AM} = 4,4 \%$ – норма щорічних витрат на реновацію, K_i – капітальні вкладення за варіантами.

$$B_{AM1} = 0,044 \cdot 490720 = 21592 \text{ грн/рік};$$

$$B_{AM2} = 0,044 \cdot 281640 = 12392 \text{ грн/рік}.$$

8) Плата за кредит становить:

$$B_{KPi} = E_H \cdot K_i,$$

де $E_H = 0,1$ – норма дисконту (прирівнюється до відсоткової ставки Національного банку України за довгостроковими вкладами. У розрахунках в умовах сталої економіки допускається приймати реальну норму дисконту 0,1, що приблизно відповідає її рівню в країнах з розвинутою ринковою економікою).

$$B_{KP1} = 0,1 \cdot 490720 = 49072 \text{ грн/рік};$$

$$B_{KP2} = 0,1 \cdot 281640 = 28164 \text{ грн/рік}.$$

9) Річна вартість втрат електричної енергії в трансформаторах з урахуванням тарифу на електроенергію $C_0 = 1,68 \text{ грн/(кВт} \cdot \text{год)}$ становить:

$$B_{EH1} = 1,68 \cdot 171328 = 287831 \text{ грн/рік};$$

$$B_{EH2} = 1,68 \cdot 209449 = 351874 \text{ грн/рік}.$$

10) Загальні річні витрати за варіантами дорівнюють:

$$B_{3B} = B_{EK} + B_{AM} + B_{KP} + B_{EH}.$$

$$B_{3B1} = 23555 + 21592 + 49072 + 287831 = 382050 \text{ грн/рік};$$

$$B_{3B2} = 13519 + 12392 + 28164 + 351874 = 405949 \text{ грн/рік}.$$

Зогляду на менші значення зведених витрат приймаємо перший варіант – два трансформатори потужністю 2500 кВА.

ЛЕКЦІЯ 4

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗА РАХУНОК КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Компенсація реактивної потужності є складовою частиною комплексу організаційно-технічних заходів з регулювання режимів електроспоживання та обмеження максимумів навантаження, що дозволить створити енергоефективні режими роботи на промислових підприємств.

Фізика процесу компенсації реактивної потужності. Струм, що проходить через котушку індуктивності, відстає від прикладеної напруги на 90° , а струм, що проходить через конденсатор, випереджає прикладену до нього напругу на 90° . Отже, ємнісний струм протилежний до індуктивного і реактивна потужність, спрямована на створення електричного поля, протилежна до реактивної потужності, спрямованої на створення магнітного поля. Таким чином, чисельно рівні реактивні потужності ємності та намагнічення взаємно компенсуються ($Q_C - Q_L = 0$) і мережа розвантажується від протікання реактивної складової струму навантаження.

Принцип компенсації пояснює векторна діаграма на рис. 2.3.1.

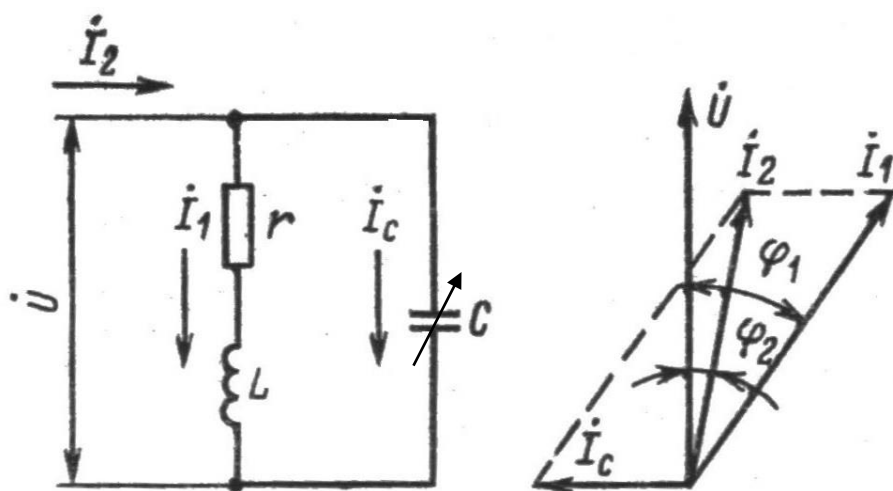


Рисунок 2.3.1 – Принцип компенсації реактивного струму
намагнічення

Ємність конденсатора C , під'єданого паралельно до навантаження з r і L , підбирають так, щоб струм I_C , що проходить через конденсатор, був близьким за абсолютною величиною до намагнічувального струму I_L . З векторної діаграми видно, що під'єднання конденсатора C дозволило зменшити кут зсуву фаз між струмом та напругою з φ_1 до φ_2 і, відповідно, підвищити коефіцієнт потужності навантаження ($\cos \varphi_2 > \cos \varphi_1$).

φ_1). Збільшуючи ємність, можна повністю компенсувати реактивну потужність навантаження і тоді $\varphi = 0$.

Вплив реактивної потужності на втрати активної потужності, а відповідно й енергії, можна продемонструвати виразом:

$$\Delta P = 3I^2 R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_A + \Delta P_P, \quad (2.3.1)$$

де P, Q – відповідно розрахункова активна та реактивна потужності, що передаються, кВт, квар; U – номінальна напруга лінії, кВ; R – активний опір фази лінії, Ом; ΔP_A – втрати активної потужності в елементі мережі з активним опором, кВт; ΔP_P – складова втрат активної потужності в елементі мережі з активним опором R від протікання через нього реактивної потужності Q , кВт.

Основними споживачами реактивної потужності на підприємствах є:

- асинхронні двигуни (45 – 65 %);
- електропечі установки (8 %);
- вентильні перетворювачі (10 %);
- трансформатори (20 – 25 %).

Зниження споживання реактивної потужності (підвищення коефіцієнта потужності $\cos \varphi$) дозволяє:

- зменшити діюче значення споживаного струму та переріз передавальних елементів мережі;
- зменшити повну потужність та зменшити встановлену потужність та кількість трансформаторів;
- лінія живлення розвантажується від передачі реактивної потужності, що дозволяє зменшити втрати потужності та енергії та відповідно потужність генераторів на електростанціях.

У табл. 2.3.1 наведені значення зниження струму та втрат електричної енергії у разі підвищення коефіцієнта потужності.

Таблиця 2.3.1 – Вплив коефіцієнта потужності на втрати електричної енергії

Попередній $\cos \varphi$	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8
Новий $\cos \varphi$	0,8	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9
Зменшення струму, %	37,5	44,5	25	33	12,5	22	11
Зменшення втрат електричної енергії, %	61	69	43,5	55,5	23	39,5	21

До типових можливостей заощадження електричної енергії слід віднести:

1. Підвищення завантаження технологічних агрегатів за потужністю:

- збільшення завантаження асинхронних двигунів (збільшення робочого струму асинхронних двигунів підвищує коефіцієнт потужності);

- перемикання обмоток недовантажених асинхронних двигунів від трикутника до зірки знижує потужність двигуна втричі, і це цілком доцільно робити у випадку завантаження до 40 %;

- потужність трансформаторів треба обирати близьку до необхідного навантаження.

2. Підвищення завантаження технологічних агрегатів, у тому числі застосування обмежувачів неробочого ходу асинхронних двигунів та зварювальних агрегатів.

3. Заміна асинхронних двигунів синхронними, які працюють з перезбудженням

4. Заміна, перестановка та вимкнення недовантажених технологічних агрегатів, наприклад, трансформаторів з навантаженням, меншим, ніж на 30 % від номінальної потужності.

Технічні засоби компенсації реактивної потужності обирають після ретельного техніко-економічного аналізування через їхню високу вартість та складність. Звичайно, компенсацію реактивної потужності треба здійснювати до економічно виправданого рівня.

Розробляючи заходи зі зниження реактивної потужності слід попередньо зменшити реактивність споживачів і лише потім розглядати технічні засоби її компенсації.

Приклади технічних засобів компенсації реактивної потужності:

- обертові компенсатори (синхронні двигуни полегшеної конструкції без навантаження на валу);
- комплектні конденсаторні батареї;
- статичні компенсатори (наприклад, керовані реактори або конденсатори, що комутуються);
- тиристорні джерела реактивної потужності.

Найбільшого ефекту досягають у випадку розміщення засобів компенсації у безпосередній близькості від електроприймачів. Індивідуальна компенсація найефективніша та найдоцільніша для потужних споживачів

Компенсація реактивної потужності здебільшого відбувається за допомогою батарей статичних конденсаторів; якщо потужність компенсувальних засобів сягає понад 5000 квар, рекомендують використання синхронних компенсаторів.

Для оцінювальних розрахунків річну ефективність використання компенсувальних засобів визначають питомим заощадженням електричної енергії на кожний 1 квар встановлених засобів компенсації, у середньому вона становить 70 – 300 кВт·год/квар.

Зменшення втрат електричної енергії в системі електропостачання за рахунок підвищення коефіцієнта потужності за незмінного рівня споживання активної енергії визначають із виразу:

$$\Delta W = K_Q \cdot P_{CP} \cdot T \cdot (tg\varphi_1 - tg\varphi_2), \quad (2.3.2)$$

де K_Q – економічний еквівалент реактивної енергії, що орієнтовно може бути прийнятий рівним для живлення: через 3 трансформації – 0,12; через дві – 0,08; через 1 – 0,05; у випадку живлення генераторною напругою – 0,02; $P_{CP} \cdot T$ – споживання активної енергії за розрахунковий період T , кВт·год; $tg\varphi_1, tg\varphi_2$ – визначають за значеннями коефіцієнта потужності до та після його підвищення.

Як самостійну можливість заощадження електричної енергії в системі електропостачання застосовують вимкнення силових трансформаторів на неробочі доби або зміни. Такий захід зменшує втрати енергії в трансформаторах через відсутність втрат неробочого ходу, а також підвищує середнє значення коефіцієнта потужності за рахунок зменшення споживання реактивної енергії. Загальне зменшення втрат електричної енергії можна визначити за наступною наближеною формулою:

$$\Delta W = \frac{S \cdot t}{100} \cdot (5K_Q + 0,5), \quad (2.3.3)$$

де S – номінальна потужність трансформатора, кВА; t – тривалість вимкнення трансформатора, год; коефіцієнти 5 та 0,5 – усередненні значення струму неробочого ходу та втрат неробочого ходу трансформатора у відсотках від номінального струму та потужності трансформатора. Для точнішого розрахунку відповідні дані необхідно приймати з паспорта трансформатора.

Приклад 2.3.1. Об'єкт з розрахунковою активною потужністю $P = 5000$ кВт має чотири кабельні вводи довжиною 1 км напругою 10 кВ. Переріз мідної жили кабелю $F = 120$ мм². До компенсації споживана реактивна потужність становила $Q_1 = 5100$ квар ($\cos \varphi_1 = 0,7$), після компенсації $Q_2 = 1652$ квар ($\cos \varphi_1 = 0,95$). Час використання найбільшого навантаження $\tau_{HB} = 4500$ год/рік, навантаження між кабелями розподілено рівномірно. Визначити річний ефект від зниження втрат електричної енергії в кабелях у разі встановлення конденсаторних батарей.

Розв'язок. Розрахункове активне та реактивне навантаження на один кабель відповідно до та після встановлення конденсаторних батарей:

$$P_1 = \frac{P}{4}, \quad P_1 = \frac{5000}{4} = 1250 \text{ кВт};$$

$$Q_1^1 = \frac{Q_1}{4}, \quad Q_1^1 = \frac{5100}{4} = 1275 \text{ квар};$$

$$Q_2^1 = \frac{Q_2}{4}, \quad Q_2^1 = \frac{1652}{4} = 413 \text{ квар}.$$

Резистанс жили кабелю:

$$R = r_0 \cdot L, \quad R = 0,154 \cdot 1 = 0,154 \text{ Ом},$$

де $r_0 = 0,154$ Ом/км.

Втрати активної потужності в одному кабелі до та після встановлення конденсаторних батарей:

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + (Q_1^1)^2}{U^2} \cdot R \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta P_1 = \frac{1250^2 + 1275^2}{10^2} \cdot 0,154 \cdot 10^{-3} = 4,93 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_2 = \frac{P_1^2 + (Q_2^1)^2}{U^2} \cdot R \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta P_2 = \frac{1250^2 + 413^2}{10^2} \cdot 0,154 \cdot 10^{-3} = 2,67 \text{ кВт}.$$

Зниження втрат потужності в чотирьох кабелях у результаті встановлення конденсаторних батарей:

$$\Delta P = 4 \cdot (\Delta P_1 - \Delta P_2),$$

$$\Delta P = 4 \cdot (4,93 - 2,67) = 9,04 \text{ кВт}.$$

Річне заощадження електричної енергії на об'єктах живлення становить:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau_{НБ},$$

$$\Delta W = 9,04 \cdot 4500 = 40680 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Задача визначення економічно доцільного розміщення джерел реактивної потужності на підстанціях розподільної мережі потребує визначення мінімуму зведених витрат, пов'язаних з встановленням цих джерел.

Умова мінімуму зведених витрат для радіальної мережі з навантаженням у кінці кожної лінії полягає в рівності:

$$\frac{dB_1}{dQ_1} = \frac{dB_2}{dQ_2} = \dots = \frac{dB_n}{dQ_n}.$$

У цьому випадку економічно доцільне значення потужності джерел реактивної потужності j -ї підстанції становить:

$$Q_{kj} = \frac{Q_{\text{к сум}} + Q_j \cdot r_j \cdot \tau_j \cdot \sum_{i=1, i \neq j}^n \frac{1}{r_i \cdot \tau_i} - \sum_{i=1, i \neq j}^n Q_i}{1 + r_j \cdot \tau_j \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{r_i \cdot \tau_i}}, \quad (2.3.4)$$

де r_i – активний опір лінії, що живить підстанцію i ; Q_i, τ_i – відповідно реактивна потужність та час найбільших втрат i -ї підстанції; r_j, Q_j, τ_j – аналогічні величини для j -ї підстанції.

Приклад 2.3.2. Від районної підстанції А радіальними лініями 110 кВ живляться два підприємства (рис. 2.3.2). На схемі наведено максимальні потужності підприємств у МВА й опір ліній в омах. Час використання найбільшого навантаження $T_{\text{МАКС}}$ першого і другого підприємств відповідно становить 4900 і 5300 год/рік. Графіки навантажень підприємств приблизно однакові. Баланс реактивної потужності вказує на доцільність встановлення на підстанціях підприємств статичних конденсаторів загальною потужністю 16 Мвар. Визначити економічно доцільну потужність батарей конденсаторів для встановлення на кожну підстанцію за збереження умов балансу реактивної потужності в мережі.

Розв'язок. Сумарна потужність батарей конденсаторів на підстанціях

$$Q_{\text{КС}} = Q_{\text{К1}} + Q_{\text{К2}} = 16 \text{ Мвар.}$$

Час найбільших втрат ліній, що живлять підстанцію 1 і 2, визначаємо за виразом:

$$\tau_{\text{НБ1}} = \left(0,124 + \frac{4900}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3448 \text{ год;}$$

$$\tau_{\text{НБ2}} = \left(0,124 + \frac{5300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3747 \text{ год.}$$

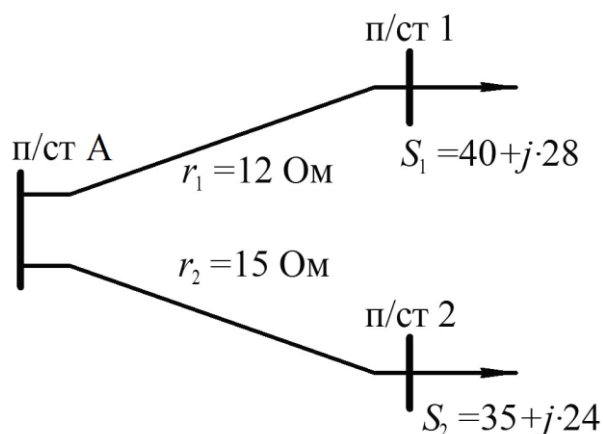


Рисунок 2.3.2 – Розрахункова схема живлення підстанцій

Відповідно до виразу (2.3.2) визначаємо потужність конденсаторів підстанції 1 і 2:

$$Q_{K1} = \frac{16 + 28 \cdot \frac{12 \cdot 3448}{15 \cdot 3747} - 24}{1 + \frac{12 \cdot 3448}{15 \cdot 3747}} = \frac{16 + 28 \cdot 0,736 - 24}{1 + 0,736} = 7,26 \text{ Мвар};$$

$$Q_{K2} = \frac{16 + 24 \cdot \frac{15 \cdot 3747}{12 \cdot 3448} - 28}{1 + \frac{15 \cdot 3747}{12 \cdot 3448}} = \frac{16 + 24 \cdot 1,36 - 28}{1 + 1,36} = 8,74 \text{ Мвар}.$$

Розрахунки, пов'язані з визначенням Q_{K1} і Q_{K2} , правильні, оскільки $Q_{K\Sigma} = 7,26 + 8,87 = 16$ Мвар.

Після встановлення батарей конденсаторів потужність підстанції становить:

$$\dot{S}_{1B} = 40 + j28 - j7,26 = 40 + j20,74 \text{ МВА}, \cos \varphi_{1B} = 0,888;$$

$$\dot{S}_{2B} = 35 + j24 - j8,74 = 35 + j15,26 \text{ МВА}, \cos \varphi_{2B} = 0,917.$$

Результати розрахунків показують, що більшу потужність конденсаторів необхідно встановити на підстанції 2, незважаючи на те, що її навантаження менше, ніж першої. Пояснюється це тим, що час використання найбільшого навантаження й активний опір лінії підстанції А – підстанції 2 більший, ніж відповідні величини лінії підстанції А – підстанції 1.

Конденсаторні батареї радіальних мереж у випадку однакового часу використання найбільшого навантаження можна розподілити й іншим способом. Ідея такого розрахунку полягає в розподілі потужності

конденсаторних батарей між радіальними лініями для забезпечення мінімальних втрат активної потужності в системі електропостачання.

Для розрахункової схеми, зображеної на рис. 2.3.3, втрати потужності в лініях до встановлення конденсаторних батарей, обумовлені передачею реактивної потужності, становлять:

$$\Delta P_1 = \frac{Q_1^2 \cdot R_1}{U_{НОМ}^2 \cdot 10^3};$$

$$\Delta P_2 = \frac{Q_2^2 \cdot R_2}{U_{НОМ}^2 \cdot 10^3}.$$

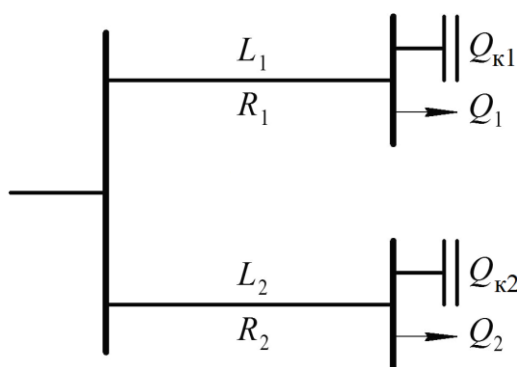


Рисунок 2.3.3 – Розрахункова схема

Втрати потужності після встановлення конденсаторних батарей:

$$\Delta P'_1 = \frac{(Q_1 - Q_{K1})^2 \cdot R_1}{U_{НОМ}^2 \cdot 10^3};$$

$$\Delta P'_2 = \frac{(Q_2 - Q_{K2})^2 \cdot R_2}{U_{НОМ}^2 \cdot 10^3}.$$

Якщо знайти суму втрат потужності до і після компенсації, взяти похідну цього виразу і прирівняти до нуля (точка мінімуму функції), то отримаємо співвідношення:

$$\frac{Q_1 - Q_{K1}}{Q_2 - Q_{K2}} = \frac{R_2}{R_1}.$$

Після перетворень одержимо:

$$(Q_1 - Q_{K1}) \cdot R_1 = (Q_{СУМ} - Q_{КСУМ}) \cdot R_e,$$

де $\frac{1}{R_e} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}.$

Вихідними даними для розрахунку є розрахункова реактивна

потужність кожної лінії Q_i , загальна розрахункова потужність конденсаторних батарей Q_K та активний опір кожної радіальної лінії R_i .

Розрахунок відбувається в такій послідовності.

Визначають еквівалентний опір R_e розрахункової мережі як паралельне з'єднання опорів:

$$\frac{1}{R_e} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}. \quad (2.3.5)$$

Визначають базову розрахункову величину A :

$$A = (Q_{\text{СУМ}} - Q_{K\text{СУМ}}) \cdot R_e. \quad (2.3.6)$$

Визначають оптимальну потужність конденсаторних батарей для кожної радіальної лінії:

$$Q_{Ki} = Q_i - A \cdot \frac{1}{R_i}. \quad (2.3.7)$$

Якщо отримали від'ємне або занадто мале значення (10 – 20 квар), повторюють розрахунок без урахування цієї радіальної лінії.

Приклад 2.3.3. Від шин 10 кВ ГЗП живляться три РП–10, розрахункова потужність яких відповідно становить РП₁ – $S_1 = 2,3 + 1,5j$; РП₂ – $S_2 = 3,1 + 1,8j$; РП₃ – $S_3 = 4,2 + 3,6j$. Відстань від ГЗП до РП становить $L_1 = 0,6$ км; $L_2 = 0,5$ км; $L_3 = 0,4$ км. Електричну схему живлення РП зображено на рис. 2.3.4.

Вибрати потужність БСК для забезпечення коефіцієнта потужності навантажень РП $\cos \varphi_n = 0,95$ та розподілити батареї між РП за мінімумом втрат потужності.

Розв'язок. Виходячи із значень навантажень всіх РП:

$$S = S_1 + S_2 + S_3, \quad S = 9,6 + j6,9,$$

існуючий коефіцієнт потужності становить:

$$\cos \varphi_{CP} = \frac{9,6}{\sqrt{9,6^2 + 6,9^2}} = \frac{9,6}{11,82} = 0,81.$$

$$(tg \varphi_{CP} = 0,724).$$

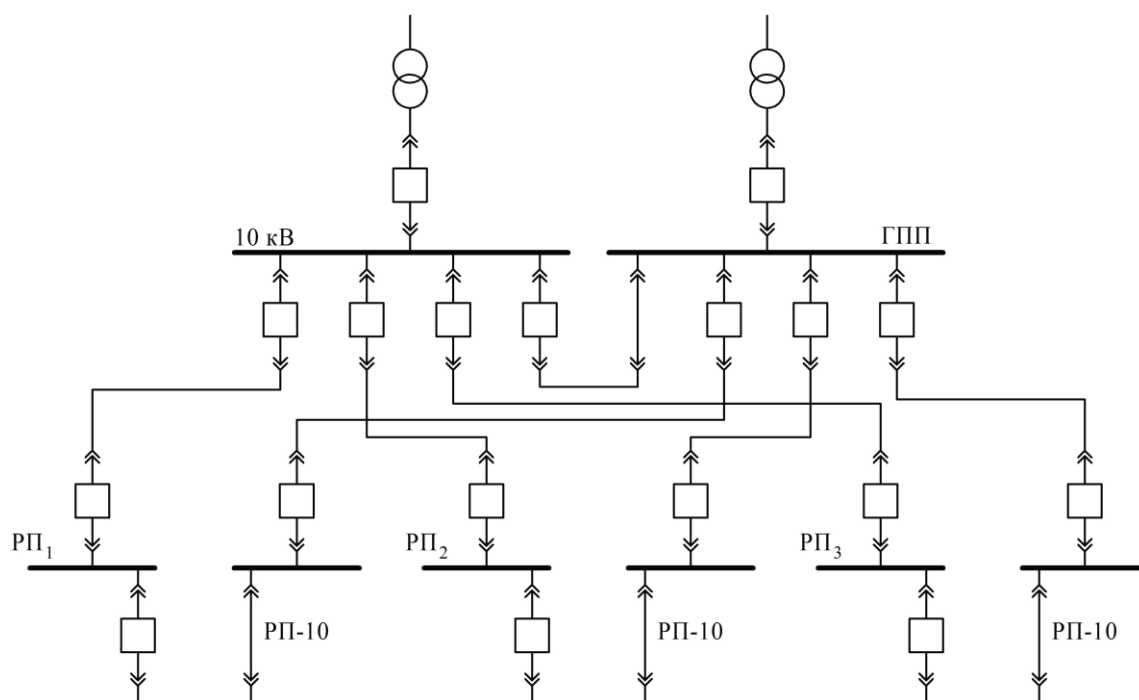


Рисунок 2.3.4 – Електрична схема живлення РП

Для підвищення $\cos \varphi$ до значення 0,95 ($\operatorname{tg} \varphi_{CP} = 0,329$) потужність БСК повинна становити:

$$Q_B = P \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{CP} - \operatorname{tg} \varphi_K),$$

$$Q_B = 9,6 \cdot (0,724 - 0,329) = 3,792 \text{ Мвар.}$$

Розрахунок мережі живлення кожного РП відбувається за допустимим струмом навантаження в нормальному режимі роботи.

Розрахунковий струм однієї лінії живлення РП визначають за виразом:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \cdot 10^3.$$

Отримаємо:

$$\text{– для лінії РП}_1 - I_1 = \frac{\sqrt{2,3^2 + 1,5^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 79,48 \text{ А;}$$

$$\text{– для лінії РП}_2 - I_2 = \frac{\sqrt{3,1^2 + 1,8^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 103,47 \text{ А;}$$

$$\text{— для лінії РП}_3 - I_3 = \frac{\sqrt{4,2^2 + 3,6^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 159,83 \text{ А.}$$

Відповідно вибираємо переріз кабелю ААБ за значенням допустимого струму:

- для лінії РП₁ – 25 мм² ; $r_0 = 1,25$ Ом/км;
- для лінії РП₂ – 35 мм² ; $r_0 = 0,894$ Ом/км;
- для лінії РП₃ – 70 мм² ; $r_0 = 0,447$ Ом/км.

Опір лінії $R = r_0 \cdot L$ визначають:

- для лінії РП₁ – $R_1 = 1,25 \cdot 0,6 = 0,75$ Ом;
- для лінії РП₂ – $R_2 = 0,894 \cdot 0,5 = 0,447$ Ом;
- для лінії РП₃ – $R_3 = 0,447 \cdot 0,4 = 0,179$ Ом.

Еквівалентний опір визначають з використанням залежності (2.3.5):

$$\frac{1}{R_e} = \frac{1}{0,75} + \frac{1}{0,447} + \frac{1}{0,179} = \frac{0,549}{0,060} = 9,15.$$

$$R_e = 0,109 \text{ Ом.}$$

Базова величина A дорівнює (2.3.6):

$$A = (6,9 - 3,792) \cdot 0,109 = 0,339.$$

Оптимальну потужність БСК для кожної РП визначають за виразом (2.3.7):

- для РП₁: $Q_{B1} = 1,5 - 0,339 \cdot \frac{1}{0,75} = 1,047$ Мвар;
- для РП₂: $Q_{B2} = 1,8 - 0,339 \cdot \frac{1}{0,447} = 1,040$ Мвар;
- для РП₃: $Q_{B3} = 3,6 - 0,339 \cdot \frac{1}{0,179} = 1,705$ Мвар.

Отже, з урахуванням існуючих стандартних значень батарей статичних конденсаторів для кожної з секцій РП₁ приймають батареї $Q_1 = 450$ квар, для РП₂ – $Q_2 = 450$ квар, РП₃ – $Q_3 = 900$ квар, загальна потужність встановлених батарей – 3600 квар.

Кожен синхронний двигун може бути джерелом реактивної потужності (квар), мінімальне значення якої визначають за виразом:

$$Q = P_{НОМ} \cdot k_3 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НОМ},$$

де $P_{НОМ}$ – номінальна активна потужність синхронного двигуна, кВт;
 k_3 – коефіцієнт завантаження двигуна за активною потужністю; $\operatorname{tg} \varphi_{НОМ}$ – відповідає номінальному коефіцієнту реактивної потужності $\cos \varphi_{НОМ}$.

Хоч питомі втрати на вироблення 1 квар реактивної потужності синхронними двигунами вищі, ніж конденсаторами, у випадку наявності на промисловому підприємстві синхронних двигунів за умовами технології, їх, насамперед, слід використовувати для компенсації реактивної потужності.

Якщо є необхідність компенсації реактивної потужності за напруги 10 (6) кВ, варто розглядати можливість отримання додаткової реактивної потужності від синхронних двигунів такої напруги, якщо їхній коефіцієнт завантаження $k_3 < 1$.

Якщо активна потужність синхронного двигуна дорівнює або більша від значень, наведених у табл. 2.3.1, економічно доцільно повністю використати наявну реактивну потужність синхронного двигуна, яку визначають за виразом:

$$Q_{СДек} = k_{ПЕР} \cdot S_{СДном} = k_{ПЕР} \cdot \sqrt{P_{СДном}^2 + Q_{СДном}^2}, \quad (2.3.8)$$

де $k_{ПЕР}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження синхронного двигуна за реактивною потужністю, що залежить від його завантаження за номінальною потужністю k_3 (визначають за номограмою рис. 2.3.5).

Так, наприклад, коефіцієнт завантаження синхронного двигуна становить $k_3 = 0,7$, коефіцієнт потужності – $\cos \varphi_{НОМ} = 0,9$. З графіка рис. 2.3.5 приймаємо $k_{ПЕР} = 0,56$.

Для синхронних двигунів номінальної активної потужності, меншої від зазначеної в табл. 2.3.2, приймають $Q_{СДек} = Q_{СД}$ ($Q_{СД} = P_{СДном} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НОМ}$).

Таблиця 2.3.2 – Значення активної потужності синхронних двигунів

Кількість робочих змін	Номінальна активна потужність синхронного двигуна, кВт, з швидкістю обертання, об/хв							
	3000	1000	750	600	500	375	300	250
1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000	2500
2	2500	5000	6300	5000	6300	—	—	—
3	2500	5000	6300	5000	6300	—	—	—

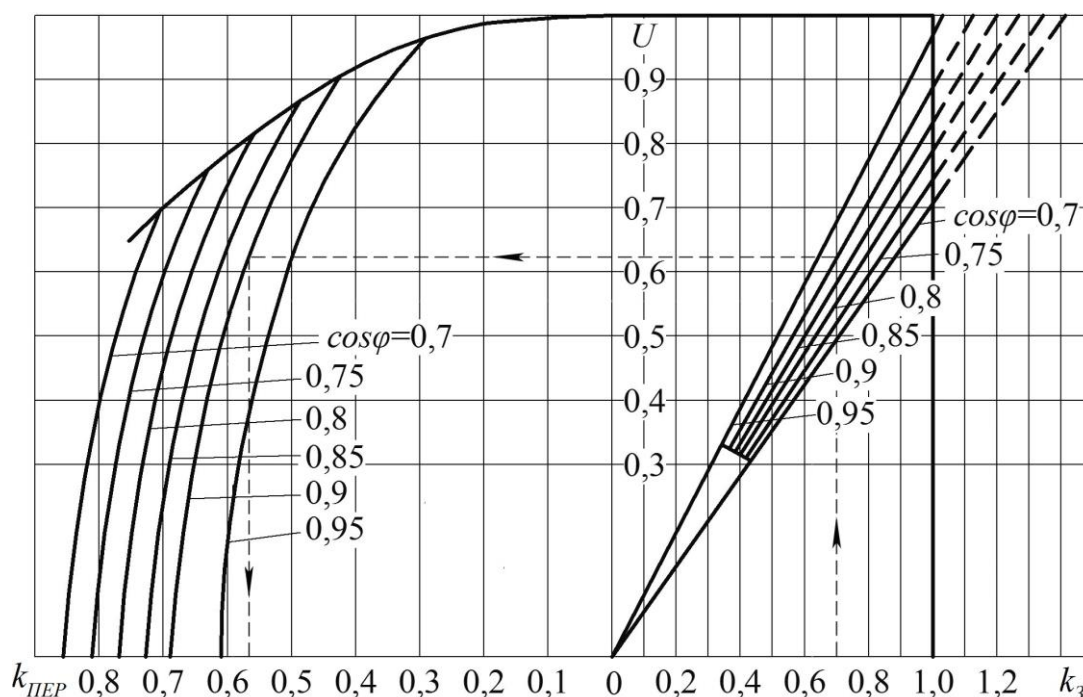


Рисунок 2.3.5 – Номограма визначення наявної реактивної потужності синхронних двигунів

Приклад 2.3.4. На компресорній станції встановлено один синхронний двигун потужністю $P = 3200$ кВт, частотою обертання $n = 3000$ об/хв, $\cos \varphi_{НОМ} = 0,9$, коефіцієнт завантаження двигуна $k_3 = 0,85$ і два синхронні двигуни потужністю $P = 1600$ кВт кожен, $n = 750$ об/хв, $\cos \varphi_{НОМ} = 0,9$, $k_3 = 0,7$. Станція працює в одну зміну. Визначити економічно доцільну потужність синхронних двигунів для компенсації реактивної потужності.

Розв'язок. Оскільки коефіцієнт завантаження двигунів $k_3 < 1$, доцільно повністю використати реактивну потужність двигунів.

Визначаємо номінальні реактивні потужності (квар) двигунів за виразом:

$$Q_{CDном} = P_{CDном} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НОМ},$$

– потужністю 3200 кВт $Q_{1ном} = 3200 \cdot 0,484 = 1549$ квар;

– потужністю 1600 кВт $Q_{2ном} = 1600 \cdot 0,484 = 775$ квар.

Для двигуна потужністю 3200 кВт з частотою обертання $n = 3000$ об/хв потужність перевищує значення, подане в табл. 2.3.1, тому визначаємо коефіцієнт допустимого перевантаження, який за рис. 2.3.4 дорівнює $k_3 = 0,56$. Тоді за виразом (2.3.8) економічно доцільна реактивна потужність становить:

$$Q_{1ек} = 0,56 \cdot \sqrt{3200^2 + 1549^2} = 1991 \text{ квар.}$$

Для двигуна потужністю 1600 кВт із частотою обертання $n = 750$ об/хв потужність не перевищує значення табл. 2.3.1, тому економічно доцільну потужність визначають виразом:

$$Q_{CДек} = Q_{CD} = k_3 \cdot Q_{CDном};$$

$$Q_{2ек} = 0,7 \cdot 775 = 542,5 \text{ квар.}$$

Загальна економічна реактивна потужність синхронних двигунів компресорної станції становить:

$$Q_{ек} = 1991 + 2 \cdot 542,5 = 3076 \text{ квар.}$$

Генерована реактивна потужність синхронного двигуна залежить від завантаження двигуна активною потужністю, підведеної напруги і технічних даних двигуна і може бути визначена за виразом:

$$Q_{CD} = k_{ПЕР} \cdot \frac{P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НОМ}}{\eta_{НОМ}}, \quad (2.3.9)$$

де $P_{НОМ}$ – номінальна активна потужність двигуна; $k_{ПЕР}$ – коефіцієнт перевантаження за реактивною потужністю (визначають за табл. 2.3.3); $\eta_{НОМ}$ – номінальний ККД двигуна.

Додаткові активні втрати в синхронному двигуні, пов'язані з генеруванням реактивної потужності, визначають за виразом:

$$\Delta P = k_1 \cdot \frac{Q_{CD}}{Q_{НОМ}} + k_2 \cdot \frac{Q_{CD}^2}{Q_{НОМ}^2}, \quad (2.3.10)$$

де k_1 , k_2 – розрахункові коефіцієнти, які залежать від потужності, ККД двигуна та наведено в довідниках.

Таблиця 2.3.3 – Залежність коефіцієнта перевантаження за реактивною потужністю синхронних двигунів $k_{ПЕР}$ від напруги та коефіцієнта завантаження k_3

Серія, номінальна напруга і частота обертання двигуна	Відносна напруга на затискачах двигуна $\frac{U}{U_{НОМ ДВ}}$	Коефіцієнт перевантаження за реактивною потужністю $k_{ПЕР}$ за коефіцієнта завантаження k_3		
		0,9	0,8	0,7
СДН, 6 і 10 кВ (для всіх частот обертання)	0,95	1,31	1,39	1,45
	1,0	1,21	1,27	1,33
	1,05	1,06	1,12	1,17
СДН, 6 кВ: 600 – 1000 об/хв	1,1	0,89	0,94	0,96
370 – 500 об/хв	1,1	0,88	0,92	0,94
187 – 300 об/хв	1,1	0,86	0,88	0,9
100 – 167 об/хв	1,1	0,81	0,85	0,87
СДН, 10 кВ: 1000 об/хв	1,1	0,9	0,98	1,0
250 – 750 об/хв	1,1	0,86	0,9	0,92
СТД, 6 і 10 кВ, 3000 об/хв	0,95	1,3	1,42	1,52
	1,0	1,23	1,34	1,43
	1,05	1,12	1,23	1,31
	1,1	0,9	1,08	1,16
СД і СДЗ, 380 В (для всіх частот обертання)	0,95	1,16	1,26	1,36
	1,0	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

Приклад 2.3.5. Визначити, який варіант є економічно доцільнішим: збільшення потужності синхронного двигуна типу СДН напругою 10 кВ (з 360 кВт та коефіцієнтом завантаження $k_{31} = 0,9$ на 450 кВт) або відповідне збільшення потужності конденсаторних батарей.

Технічні дані двигунів: частота обертання 1000 об/хв, ККД $\eta = 0,93$, $\cos \varphi_{НОМ} = 0,8$ вартість синхронних двигунів становить відповідно $K_{ДВ1} = 65320$ грн, $K_{ДВ2} = 73968$ грн.

Розв'язок. Різницю в реактивній потужності зазначених синхронних двигунів розраховують за виразом (2.3.9):

$$Q_{CD} = k_{ПЕР2} \cdot \frac{P_{НОМ2} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НОМ2}}{\eta_{\partial 2}} - k_{ПЕР1} \cdot \frac{P_{НОМ1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НОМ1}}{\eta_{\partial 1}}.$$

Фактична споживана потужність двигуна 360 кВт становить:

$$P_{\Phi} = P_{НОМ1} \cdot k_{31},$$

$$P_{\Phi} = 390 \cdot 0,9 = 324 \text{ кВт.}$$

Коефіцієнт завантаження двигуна 450 кВт дорівнює:

$$k_{32} = \frac{P_{\Phi}}{P_{НОМ2}},$$

$$k_{32} = \frac{324}{450} = 0,72.$$

Відповідно до табл. 2.3.3 коефіцієнти перевантаження за реактивною потужністю становлять:

$$k_{ПЕР1} = 1,21;$$

$$k_{ПЕР2} = 1,31.$$

Різниця в реактивній потужності двигунів становить:

$$Q_{CD} = 1,31 \cdot \frac{450 \cdot 0,75}{0,93} - 1,21 \cdot \frac{360 \cdot 0,75}{0,93} = 124,1 \text{ квар.}$$

Знаходимо коефіцієнти k_1, k_2 для розрахунку додаткових втрат активної потужності: для двигуна потужністю 360 кВт $k'_1 = 4,7$ кВт, $k'_2 = 4,1$ кВт; для двигуна потужністю 450 кВт $k''_1 = 5,5$ кВт, $k''_2 = 4,2$ кВт.

У разі генерування максимальної реактивної потужності активні втрати у двигунах становитимуть:

$$\Delta P_1 = k'_1 \cdot k_{ПЕР1} + k'_2 \cdot k_{ПЕР1}^2,$$

$$\Delta P_1 = 4,7 \cdot 1,21 + 4,2 \cdot 1,31^2 = 11,69 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_2 = k''_2 \cdot k_{ПЕР2} + k''_2 \cdot k_{ПЕР2}^2,$$

$$\Delta P_2 = 5,5 \cdot 1,31 + 4,2 \cdot 1,31^2 = 14,41 \text{ кВт.}$$

Додаткові річні втрати електричної енергії у випадку заміни синхронного двигуна становлять:

$$\Delta W_{EH1} = (\Delta P_2 - \Delta P_1) \cdot t_{3M} \cdot T,$$

де t_{3M} – тривалість зміни, год/добу; $t_{3M} = 7$ год/добу; T – річна кількість діб роботи підприємства, діб/рік; $T = 300$ діб/рік.

З урахуванням тарифу на електричну енергію $C_0 = 1,68$ грн/(кВт·год), отримаємо вартість додаткових втрат електричної енергії:

$$B_{EH1} = 1,68 \cdot (14,4 - 11,7) \cdot 7 \cdot 300 = 9525,6 \text{ грн/рік.}$$

Капітальні витрати на заміну двигуна:

$$K_1 = K_{ДВ2} - K_{ЛКДВ1},$$

де $K_{ДВ2}$ – вартість синхронного двигуна потужністю 450 кВт, $K_{ДВ2} = 73968$ грн; $K_{ЛКДВ1}$ – ліквідна вартість синхронного двигуна потужністю 360 кВт; вважаємо, що ліквідна вартість становить 25 % вартості двигуна, $K_{ДВ1} = 65320$ грн.

Таким чином, капітальні витрати:

$$K_1 = 73960 - 0,25 \cdot 65320 = 57638 \text{ грн.}$$

Замість підвищення потужності синхронного двигуна можна встановити конденсатори КЕС2–10,5–150–2У1 реактивної потужності $Q_K = 150$ квар. Для під'єднання конденсаторів треба встановлювати комплектний розподільний пристрій. Таким чином, капітальні витрати встановлення конденсаторів становлять:

$$K_2 = K_{КОНД} + K_{РП},$$

$$K_2 = 64841 + 84180 = 149021 \text{ грн.}$$

Додаткові річні втрати енергії конденсаторів для $\rho_0 = 0,002$ кВт/квар дорівнюють:

$$\Delta W_{EH2} = \rho_0 \cdot Q_K \cdot t_{3M} \cdot T.$$

Річні додаткові витрати:

$$B_{EH2} = 1,68 \cdot 0,002 \cdot 150 \cdot 7 \cdot 300 = 623 \text{ грн/рік.}$$

Експлуатаційні витрати за варіантами становлять:

$$B_{EK1} = 0,048 \cdot 57638 = 2767 \text{ грн/рік;}$$

$$B_{EK2} = 0,048 \cdot 149021 = 7153 \text{ грн/рік.}$$

Амортизаційні витрати за варіантами визначають як:

$$B_{AM1} = 0,044 \cdot 57638 = 2536 \text{ грн/рік;}$$

$$B_{AM2} = 0,044 \cdot 149021 = 6557 \text{ грн/рік.}$$

Плата за кредит дорівнює:

$$B_{KP1} = 0,1 \cdot 57638 = 5764 \text{ грн/рік;}$$

$$B_{KP2} = 0,1 \cdot 149021 = 14902 \text{ грн/рік.}$$

Зведені річні витрати за варіантами:

$$П_1 = 2767 + 2536 + 5764 + 9526 = 20593 \text{ грн/рік;}$$

$$П_2 = 7153 + 6557 + 14902 + 1058 = 29670 \text{ грн/рік.}$$

Очевидно, перевагу варто віддати варіанту з меншими річними зведеними витратами, тобто встановленню синхронного двигуна більшої потужності.

Якщо на шинах 10 кВ, від яких живиться синхронний двигун, вже встановлено високовольтні конденсатори з комплектним розподільним пристроєм для їх приєднання, то в разі паралельного приєднання додаткових конденсаторів (або заміни на батарею більшої потужності) додатковий комплектний розподільний пристрій не потрібен.

Тоді капітальні витрати в другому варіанті становлять $K_2 = 64841$ грн.

Інші річні витрати становлять відповідно:

$$B_{EK2} = 0,048 \cdot 64841 = 3112 \text{ грн/рік;}$$

$$B_{AM2} = 0,044 \cdot 64841 = 2853 \text{ грн/рік;}$$

$$B_{KP2} = 0,1 \cdot 64841 = 6484 \text{ грн/рік.}$$

Тоді зведені річні витрати за другим варіантом становлять:

$$П_2 = 3112 + 2853 + 6484 + 1058 = 13507 \text{ грн/рік.}$$

У такому випадку економічно доцільнішим буде другий варіант з меншим значенням зведених витрат.

ЛЕКЦІЯ 5

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗА РАХУНОК ПІДТРИМАННЯ НАЛЕЖНОГО РІВНЯ ЇЇ ЯКОСТІ

За умов зниження рівня якості електричної енергії відбувається збільшення активного опору струмам вищих гармонік та зростання втрат, а також поява додаткових втрат, обумовлених наявністю струмів зворотної послідовності.

Для асинхронних двигунів додаткові втрати активної потужності визначають за виразом:

$$\Delta P_{AD} = k_{AD} \cdot \left(2,41 \cdot k_U^2 + 2 \cdot \sum_{v=2}^{\infty} \frac{U_v^2}{v \cdot \sqrt{v}} \right) \cdot P_{НОМ}, \quad (2.4.1)$$

де k_U – коефіцієнт несиметрії напруг, що дорівнює відношенню напруги зворотної послідовності до номінальної; v – номер вищої гармоніки; U_v – відношення напруги v -ї гармоніки до номінальної; $P_{НОМ}$ – номінальна активна потужність двигуна; k_{AD} – коефіцієнт додаткових втрат за несиметричної та несинусоїдної напруги.

Значення коефіцієнта k_{AD} визначають залежно від потужності двигуна: до 5 кВт – від 4,0 до 3,0; від 5 до 100 кВт – від 3,0 до 1,0; більше 100 кВт – від 1,0 до 0,4.

Для кожного діапазону визначають сумарну потужність двигунів і середнє значення k_{AD} , а потім k_{AD} для сумарної номінальної потужності всіх асинхронних двигунів:

$$k_{AD} = k_{AD1} \frac{P_{H1}}{P_{H\Sigma}} + k_{AD2} \frac{P_{H2}}{P_{H\Sigma}} + k_{AD3} \frac{P_{H3}}{P_{H\Sigma}}.$$

Додаткові втрати від несиметрії напруг для синхронних машин визначають із виразу:

$$\Delta P'_{CM} = k'_{CM} \cdot k_U^2 \cdot P_{НОМ}, \quad (2.4.2)$$

де k'_{CM} – коефіцієнт додаткових втрат (для двигунів та генераторів зі стабілізаційною обмоткою $k'_{CM} = 0,681$; без обмотки – 0,273; для генераторів та синхронних компенсаторів $k'_{CM} = 1,856$ і 1,31 відповідно).

Додаткові втрати в синхронних машинах від несинусоїдності напруги мають вигляд:

$$\Delta P_{CM}'' = k_{CM}'' \cdot P_{НОМ} \cdot \sum_{v=2}^{\infty} \frac{U_v^2}{v \cdot \sqrt{v}}, \quad (2.4.3)$$

де k_{CM}'' – для явнополюсних двигунів та генераторів зі стабілізаційною обмоткою 1,121; без неї – 0,403; для генераторів та синхронних компенсаторів – 1,767 і 1,947 відповідно.

Додаткові втрати від несиметрії і несинусоїдності напруг у силових конденсаторах визначають виразом:

$$\Delta P_{ДОД} = Q_{НОМ} \cdot \operatorname{tg} \delta \cdot \left(k_U^2 + \sum_{v=2}^{\infty} v \cdot U_v^2 \right), \quad (2.4.4)$$

де $Q_{НОМ}$ – номінальна реактивна потужність конденсаторної установки; $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс кута втрат на основній частоті.

Додаткові втрати в трансформаторах, викликані несиметрією напруг і обумовлені вищими гармоніками, визначають за виразами:

$$\Delta P_{TP} = k_U^2 \cdot \left(\Delta P_0 + \frac{\Delta P_M}{U_{K3}^2} \right), \quad (2.4.5)$$

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_0 \cdot \sum_{v=2}^{\infty} U_v^2 + 0,607 \cdot \frac{\Delta P_M}{U_{K3}^2} \cdot \sum_{v=2}^{\infty} \frac{1 + 0,05v^2}{v \sqrt{v}} U_v^2, \quad (2.4.6)$$

де ΔP_0 , ΔP_M – втрати неробочого ходу та під навантаженням в симетричному номінальному режимі; U_{K3} – напруга короткого замкнення, відн. од.

Невідповідність показників якості електричної енергії нормативним значенням викликає додаткові втрати електроенергії в лініях електропередачі.

Втрати потужності у лініях пропорційні квадрату струму. Загальні втрати потужності в разі відхилення напруги можна визначити за виразом:

$$\Delta P = \Delta P_{НОМ} \cdot \left(\frac{100}{100 + V} \right)^2,$$

де $\Delta P_{НОМ}$ – втрата потужності за номінальної напруги, кВт; V – відхилення напруги від номінального значення, %.

Таким чином, для зменшення втрат у лініях електропередач доцільно підвищувати напругу.

Для ліній електропередач у разі коливань напруги та зміни частоти спостерігається збільшення втрат, яким можна знехтувати.

Додаткові втрати потужності в лініях електропередач, що викликані несиметрією і несинусоїдністю, визначають за виразом:

$$\Delta P_{Л \text{ дод}} = \left[3I_1^2 + 3I_2^2 + 1,41 \cdot \sum_{v=2}^{\infty} \left(\sqrt{v} \cdot I_v^2 \right) \right] \cdot R \cdot 10^{-3} - \Delta P_{Л},$$

де I_1, I_2 – діюче значення струмів прямої та зворотної послідовностей; I_v – діюче значення струму v -ї гармоніки; R – опір фази лінії; $\Delta P_{Л}$ – втрати потужності в лінії під час проходження симетричних синусоїдних струмів, кВт.

Можна прийняти $\Delta P_{Л} = 3I_1^2 \cdot R \cdot 10^{-3}$, тоді вищенаведений вираз набуде вигляду:

$$\Delta P_{Л \text{ дод}} = \left[3I_2^2 + 1,41 \cdot \sum_{v=2}^{\infty} \left(\sqrt{v} \cdot I_v^2 \right) \right] \cdot R \cdot 10^{-3}.$$

Заходи з підвищення якості електричної енергії призводять до зниження втрат потужності в лініях:

– шляхом симетрування струмів навантажень фаз:

$$\Delta P_{Л \text{ С}} = R \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{v=2}^{\infty} (I_{in}^2 - I_{ik}^2),$$

де I_{in}, I_{ik} – струмові навантаження фаз до і після симетрування;

– шляхом зниження струмів зворотної послідовності I_{2n}, I_{2k} :

$$\Delta P_{Л \text{ ЗП}} = 3 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{v=2}^{\infty} (I_{2n}^2 - I_{2k}^2);$$

– шляхом зниження струмів та напруги вищих гармонік

$$\Delta P_{Л \text{ Г}} = R \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{v=2}^{\infty} \alpha_v (I_{vn}^2 - I_{vk}^2),$$

де α_v – коефіцієнт.

Припускаючи, що струми зворотної та нульової послідовностей пропорційні відповідним напругам, можна подати вираз:

$$I_2 = k_U \cdot I; I_v = U_v \cdot I,$$

де $k_U = \frac{U_2}{U_{НОМ}}$ – коефіцієнт несиметрії напруги; U_2 – напруга зворотної послідовності; U_v – відносне значення модуля напруги v -ї гармоніки на затискачах споживача.

Тоді вираз додаткових втрат потужності в лінії набуде вигляду:

$$\Delta P_{Л \text{ дод}} = \left[3k_U^2 + 1,41 \cdot \sum_{\nu=2}^{\infty} \left(\sqrt{\nu \cdot U_{\nu}^2} \right) \right] \cdot I^2 \cdot R \cdot 10^{-3}.$$

Приклад 2.4.1. Визначити додаткову втрату потужності у високовольтній лінії зі струмом $I = 200 \text{ А}$ і опором лінії $R = 10 \text{ Ом}$ для показників несиметрії та несинусоїдності (у відносних одиницях): $k_U = 0,0521$, $U_5 = 0,0905$, $U_7 = 0,0736$, $U_{11} = 0,0425$, $U_{13} = 0,0212$.

Розв'язок.

$$\begin{aligned} \Delta P_{Л \text{ дод}} &= [3 \cdot 0,0521^2 + 1,41 \times \\ &\times (\sqrt{5 \cdot 0,0905^2} + \sqrt{7 \cdot 0,0736^2} + \sqrt{11 \cdot 0,0425^2} + \sqrt{13 \cdot 0,0212^2})] \times \\ &\times 200^2 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 16,1 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Приклад 2.4.2. Від шин 10 кВ підприємства живляться високовольтні асинхронні двигуни загальною потужністю 2000 кВт, низьковольтні – 5000 кВт, синхронні двигуни – 2500 кВт, трансформатори цехові 10/0,4 кВ – загальною потужністю 17500 кВА, пічні трансформатори 11000 кВА, конденсатори силові – 5500 квар; на ГПП встановлено два трансформатори 110/10 кВ потужністю 25 МВА кожен (рис. 2.4.1).

Коефіцієнт несиметрії на шинах 10 кВ під час роботи несиметричних навантажень – 6 %, гармонічні складові напруги: $U_3 = 8 \%$, $U_5 = 3,5 \%$, $U_7 = 4 \%$, $U_{11} = 3 \%$.

Визначити додаткові втрати активної потужності в елементах системи електропостачання.

Додаткові втрати від несиметрії й несинусоїдності:

– асинхронних двигунів згідно з (2.4.1):

$$\begin{aligned} \Delta P_{АД} &= 2,29 \times \left(2,41 \cdot 0,06^2 + 2 \cdot \left(\frac{0,08^2}{3\sqrt{3}} + \frac{0,035^2}{5\sqrt{5}} + \frac{0,04^2}{7\sqrt{7}} + \frac{0,03^2}{11\sqrt{11}} \right) \right) \times \\ &\times 7000 = 185,7 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\Delta P_{TP \text{ ЦЕХ}} = \left(2,67 \cdot 0,06^2 + 1,62 \cdot \left(\frac{1 + 0,05 \cdot 3^2}{3\sqrt{3}} \cdot 0,08^2 + \frac{1 + 0,05 \cdot 5^2}{5\sqrt{5}} \cdot 0,035^2 + \frac{1 + 0,05 \cdot 7^2}{7\sqrt{7}} \cdot 0,04^2 + \frac{1 + 0,05 \cdot 11^2}{11\sqrt{11}} \cdot 0,03^2 \right) \right) \times 17500 = 239,2 \text{ кВт};$$

– пічних трансформаторів згідно з (2.4.5):

$$\Delta P_{TP \text{ ПЧ}} = (0,67 \cdot 0,06^2 + 0,407 \cdot 2,5 \cdot 10^{-3}) \cdot 11000 = 35 \text{ кВт};$$

– трансформаторів зв'язку з енергосистемою згідно з (2.4.5):

$$\Delta P_{TP \text{ ЗВ}} = (0,5 \cdot 0,06^2 + 0,304 \cdot 2,5 \cdot 10^{-3}) \cdot 50000 = 128 \text{ кВт}.$$

Тут враховано потужність трансформаторів ГЗП, що становить 50 % від сумарної відповідно до частки заводу в завантаженні цих трансформаторів, спільної для двох або більше підприємств;

– конденсаторів силових згідно з (2.4.4)

$$\Delta P_{КС} = 0,003 \cdot (0,06^2 + 3 \cdot 0,08^2 \cdot 5 \cdot 0,035^2 + 7 \cdot 0,04^2 + 11 \cdot 0,03^2) \cdot 5500 = 0,8 \text{ кВт}.$$

Сумарні додаткові втрати в елементах системи електропостачання підприємства:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{АД} + \Delta P_{СД} + \Delta P_{TP \text{ ЦЕХ}} + \Delta P_{TP \text{ ПЧ}} + \Delta P_{TP \text{ ЗВ}} + \Delta P_{КС},$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 185,7 + 10,27 + 239,2 + 35 + 128 + 0,8 = 599 \text{ кВт}.$$

До основних методів та засобів зниження рівня вищих гармонічних складових відносять:

- схемні рішення - відділення нелінійних навантажень на окрему систему шин; розподілення навантажень по різних вузлах СЕП з під'єднанням паралельно до них електродвигунів; групування перетворювачів за схемою множення фаз; під'єднання навантажень до системи зі значною потужністю.

- застосування багатофункціональних пристроїв - силових резонансних фільтрів (фільтрокомпенсувальні і фільтросиметрувальні пристрої; пристрої «акумуляторна батарея-перетворювач»; коректори потужності; статичні тиристорні компенсатор; швидкодіючі статичні джерела реактивної потужності, які містять ФКП). Такі пристрої забезпечують одночасно компенсацію реактивної потужності, фільтрацію вищих гармонік, зменшення відхилень і коливань напруги та її симетрування за фазами;

- застосування дроселів, фільтрів, розділових трансформаторів, магнітних синтезаторів, активних кондиціонерів гармонік;
- застосування спеціального обладнання, яке характеризується зниженим рівнем генерації вищих гармонік; використання трансформаторів, що «не насичуються»;
- застосування багатофазних перетворювачів з покращеними енергетичними показниками.

До найпоширеніших засобів зниження гармонік в системах електропостачання відносять:

- фільтрокомпенсувальні пристрої;
- мережеві згладжувальні дроселі;
- пасивні фільтри;
- активні фільтри;
- гібридні фільтри;
- широкосмугові та складні фільтри;
- розділові трансформатори;
- магнітні синтезатори;
- активні кондиціонери гармонік.

Фільтрокомпенсувальні пристрої. Зниження рівнів вищих гармонік (ВГ) в електричних мережах є частиною загального завдання зменшення впливу нелінійних навантажень на живильну мережу та покращення якості електроенергії в системах електропостачання підприємств. Комплексне вирішення цієї задачі засновується на застосуванні багатофункціональних пристроїв, що забезпечують мінімізацію рівнів вищих гармонік у системах електропостачання підприємств і компенсацію реактивної потужності.

Прикладом таких багатофункціональних пристроїв є силові резонансні фільтри вищих гармонік, які ще називають фільтрокомпенсувальними пристроями (ФКП). За певних умов ФКП можуть використовуватися і для симетрування системи лінійних напруг у СЕП. Ці пристрої можуть встановлювати для розподілення лінійних і нелінійних навантажень (загороджувальні фільтри) або для шунтування (поглинання) струмів вищих гармонік.

Існує дві стратегії встановлення ФКП в системах електропостачання:

- децентралізована компенсація вищих гармонік, суть якої полягає в наближенні місця встановлення ФКП до джерела вищих гармонік;
- централізована компенсація вищих гармонік, суть якої полягає у встановленні в одному вузлі ФКП такої кількості й потужності, щоб у

всіх вузлах мережі спостерігалось зниження рівнів вищих гармонік напруги до допустимого.

Для паралельного з'єднання LC-ланцюгів, налаштованих на частоти окремих гармонік, використовують ланцюговий ФКП. Дефіцит реактивної потужності можна повністю покрити за допомогою батарей конденсаторів (БК) ФКП, встановлена потужність конденсаторів використовують на 80 – 90 %. Спрощені схеми ФКП показані на рис. 2.4.2.

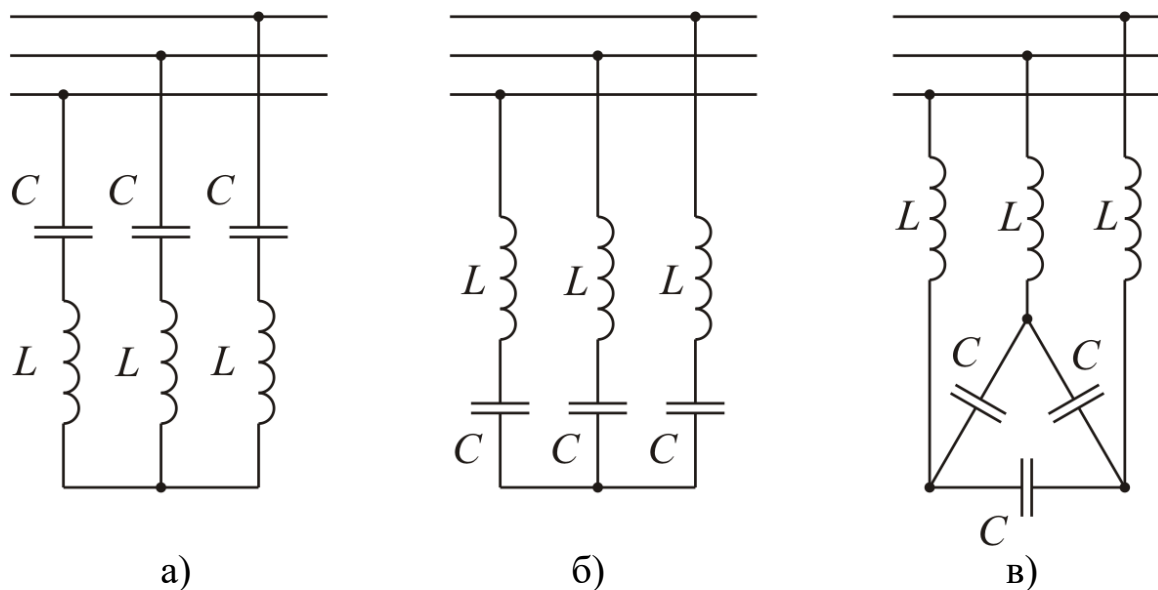


Рисунок 2.4.2 - Спрощені схеми ФКП

Як правило, у мережах з 12-пульсними перетворювачами встановлюють ФКП 11-ї і 13-ї гармонік, із 6-пульсними – 5-ї, 7-ї, 11-ї і 13-ї гармонік, те ж за наявності 6- і 12-пульсних перетворювачів. В установках з дуговими сталеплавильними печами використовують ФКП 2-ї, 3-ї, 4-ї, 5-ї гармонік або широкосмугові фільтри.

Мережеві дроселі. Відносно простим способом зниження рівня вищих гармонік струму, що генеруються нелінійними навантаженнями в зовнішню мережу, є послідовне ввімкнення лінійних дроселів. Такий дросель має мале значення індуктивного опору на основній частоті 50 Гц і достатньо значне – для вищих гармонік, що спричиняє їх ослаблення. У такому разі зменшується коефіцієнт амплітуди та коефіцієнт спотворення вхідного струму.

Типову схему ввімкнення дроселів наведено на рис. 2.4.3.

До структури системи на базі енергоефективного перетворювача частоти (ПЧ) входять: мережевий та згладжувальний дроселі, дросель двигуна.

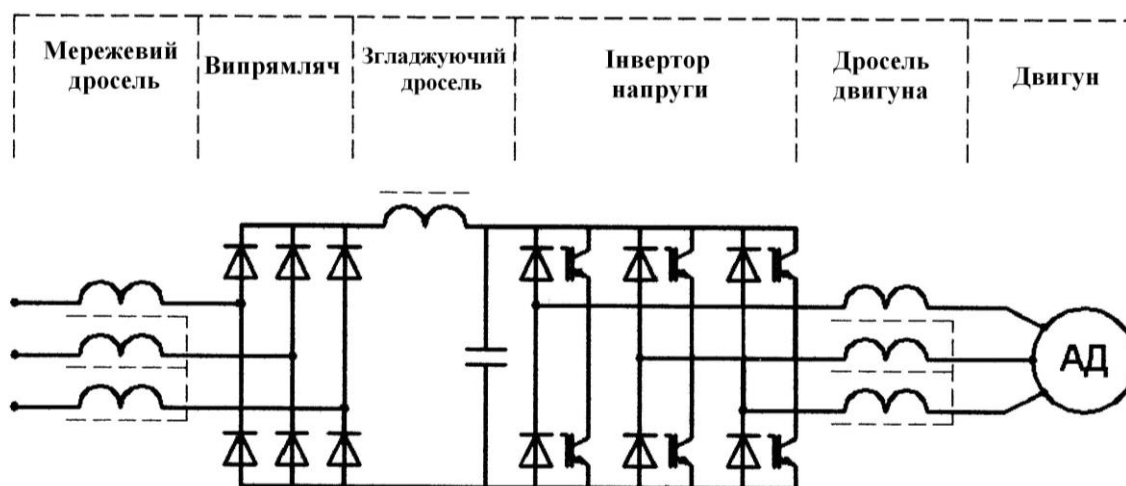


Рисунок 2.4.3 - Типова схема ввімкнення енергоефективного перетворювача частоти

Мережевий дросель вмикається до входу ПЧ і є двостороннім буфером між мережею електропостачання і ПЧ.

Призначення мережевих дроселів:

1. Підвищення енергоощадного ефекту від впровадження ПЧ шляхом збільшення коефіцієнта потужності системи ПЧ-АД;
2. Зниження рівнів вищих гармонік вхідного струму ПЧ, генератором яких є некерований випрямляч ПЧ;
3. Вирівнювання лінійних напруг на вході ПЧ за наявності перекошень живильної напруги;
4. Зниження швидких змін напруги на вході ПЧ (грозові перенапруження, комутація батарей статичних конденсаторів тощо);
5. Зниження швидкості наростання струму короткого замикання на виході ПЧ.

Пасивні фільтри. Застосування послідовно ввімкнених лінійних дроселів у деяких випадках не дозволяє зменшити гармонійні спотворення струму до бажаних меж. Тоді для поліпшення гармонійного складу споживаного струму доцільне застосування пасивних LC-фільтрів, налаштованих на певний порядок гармонік. Наприклад, ввімкнення такого фільтра на вході шестипівперіодного випрямляча за 100-відсоткового навантаження забезпечує зменшення коефіцієнта спотворення струму до величини 8–10 %. Значення цього коефіцієнта в системі без фільтра може досягати понад 30 %.

Розрізняють такі різновиди пасивних фільтрів:

- некомпенсовані LC-фільтри;
- скомпенсовані LC-фільтри;
- некомпенсовані LC-фільтри з комутатором.

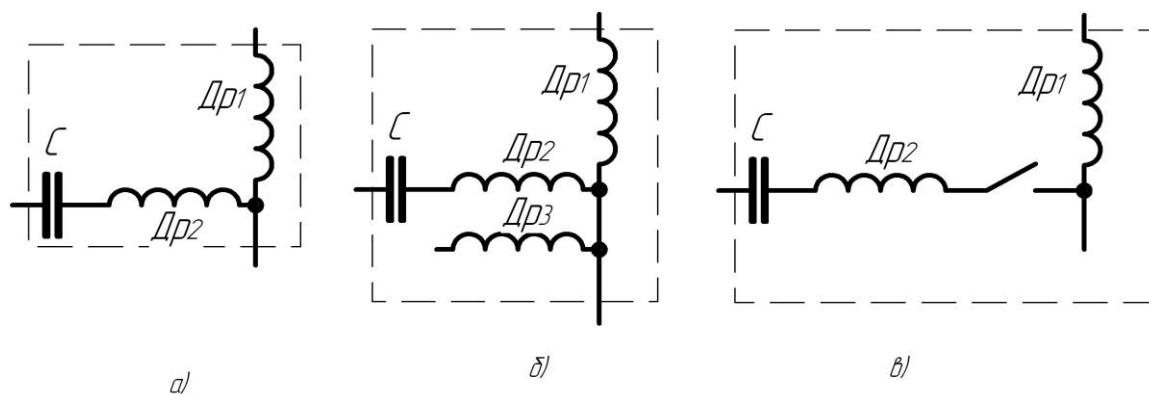


Рисунок 2.4.4 - Пасивні фільтри: а) некомпенсований LC-фільтр; б) скомпенсований LC-фільтр; в) некомпенсований LC-фільтр з комутатором

Некомпенсований фільтр містить позовжню індуктивність Δp_1 і поперечний ланцюг, що складається з послідовно ввімкнених індуктивності Δp_2 і ємності C , налаштованих на певну гармоніку (рис. 2.4.4а). Якщо фільтр налаштований на 5-у гармоніку, то опір поперечного ланцюга близький до нуля і струм, споживаний від джерела, не міститиме цієї гармоніки.

Скомпенсований фільтр містить додаткову поперечну індуктивність Δp_3 , яка сприяє тому, що фільтр відносношенню до генератора має індуктивний характер (рис. 2.4.4б). Це знижує складову ємності споживаного струму й полегшує роботу генератора в пусковому й сталому режимах. Проте наявність Δp_3 призводить до зниження коефіцієнта потужності системи загалом.

Некомпенсований фільтр з комутатором зручний у разі використання у функції первинного джерела живлення дизель-генераторної установки обмеженої потужності.

Поперечний ланцюг фільтра під'єднується автоматично тільки після виходу навантаження на номінальний режим (рис. 2.4.4в).

Таким чином, не потрібно застосовувати джерела живлення завищеної потужності і коефіцієнт потужності системи не знижується.

Активні фільтри. Активні фільтри (АФ) створено на ідеї додаткового вприску гармонік у мережу, що перебувають у протифазі з наявними гармоніками. Принцип дії активного фільтра пояснює схема на рис. 2.4.5.

Активний фільтр – це джерело струму, яке складається із реактивної складової першої гармоніки навантаження та струмів вищих гармонік.

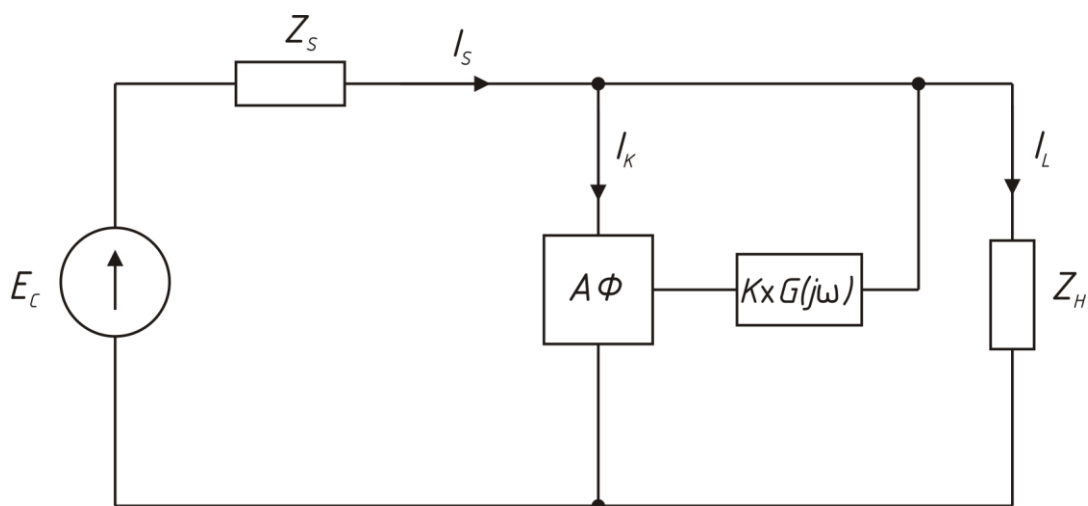


Рисунок 2.4.5 - Структурна схема активного фільтра

Струм навантаження вимірюється датчиком струму, дані якого аналізуються цифровим перетворювачем сигналу для визначення спектру гармонік. Ця інформація використовується генератором струму для генерування в мережу саме такого гармонічного струму, який необхідний для компенсації спотворень навантаження:

$$i_s = i_L + i_k \quad (2.4.7)$$

На практиці значення гармонічного струму зменшується приблизно на 90 %.

У зв'язку з тим, що управління активним фільтром відбувається на основі даних, що надходять від датчика, він динамічно адаптується до змін у гармоніках навантаження. Загалом система компенсації формується як розімкнута, без зворотного зв'язку або як замкнена. Оскільки процеси аналізу й генерування контролює програмне забезпечення, то пристрій легко програмувати на компенсацію окремих гармонік для забезпечення максимального ККД у межах характеристики приладу.

Методи ідентифікації реактивної складової й струмів вищих гармонік можна розділити на три групи:

- векторні методи, засновані на теорії миттєвої потужності;
- метод виокремлення основної гармоніки струму навантаження;
- універсальний метод, що заснований на визначенні активної потужності, що споживається навантаженням, і відповідно активної складової цього струму. Шляхом віднімання цієї складової від струму навантаження знаходять «небажаний» струм – реактивні складові першої гармоніки й вищих, що підлягають компенсації з допомогою активного фільтра.

Універсальний метод є найпростішим у реалізації, однак на тепер час в більшості випадків, зокрема під час реалізації паралельних активних фільтрів малої й середньої потужності, використовують керувальні пристрої, засновані на алгоритмі теорії миттєвої потужності.

У практиці компенсації реактивної потужності й мінімізації рівнів вищих гармонік знайшли застосування поздовжні активні фільтри, або фільтри послідовного увімкнення, за якого в ланцюг живлення джерела вводиться незалежне джерело змінної напруги. Амплітуда й фаза цього джерела можуть змінюватися за заданим законом. Очевидно, що чим ближче активний фільтр розміщено до об'єкта компенсації і (або) фільтрації, тим вища його енергетична ефективність. У такому разі в схемах активного фільтра використовують такі ж інвертори напруги й струму, як і в системах з паралельним увімкненням. Різниця полягає лише в способі під'єднання їх до живильної мережі. Керування активним фільтром у цьому випадку здійснюється з використанням метода ШІМ таким чином, щоб вихідна напруга U_K «відслідковувала» задавальні напруги U_C .

На рис. 2.4.6. наведено принципову схему поздовжньої системи компенсації і фільтрації з використанням активного фільтра.

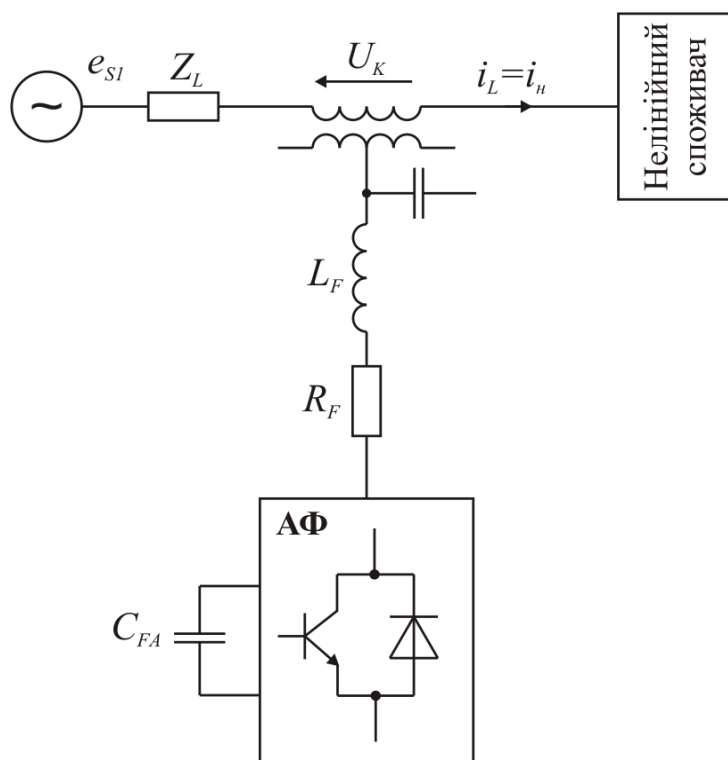


Рисунок 2.4.6 - Схема поздовжньої системи компенсації і фільтрації з використанням АФ

Невеликий резонансний фільтр C_F , L_F (R_F моделює втрати) застосовують для ліквідації високочастотних викривлень напруги U_K , що виникають у процесі модуляції.

Подібні системи дозволяють не лише мінімізувати вищі гармоніки й інтергармонік, але й регулювати напругу в споживача, оскільки напруга U_K може змінюватися за амплітудою і за фазою. Відповідно система поздовжнього включення активного фільтра може мати характер індуктивного або ємнісного опору на основній частоті. В останньому випадку її можна розглядати як конденсатор в установці поздовжньо-ємнісної компенсації.

Активні фільтри може бути встановлено в різних точках розподільчої мережі (рис. 2.4.7):

- у точці загального приєднання (на шинах ТП) – позиція А;
- часткова компенсація гармонічних струмів (позиція В);
- поблизу нелінійних навантажень для забезпечення місцевої компенсації гармонічних складових (позиція С).

Варто зазначити, що фільтр реагує лише на ті гармоніки, що генеруються нелінійним навантаженням, яке приєднане після фільтра. Наприклад, фільтр у позиції В буде коректувати лише гармонічний струм навантажень на фідері S3 і не буде реагувати на навантаження будь-якого іншого фідера. Це дозволяє досягнути більшої гнучкості в проектуванні системи корекції.

В ідеальному випадку компенсація гармонічних складових повинна відбуватися в точці їх появи.

Для оптимізації компенсації гармонік декілька фільтрів можуть бути з'єднані в різних конфігураціях. Можливі дві конфігурації приєднання активних фільтрів:

- паралельна конфігурація (рис. 2.4.8а) ;
- каскадна конфігурація (рис. 2.4.8б).

До переваг паралельної конфігурації належать:

- збільшена можливість корекції в певній точці системи змінного струму шляхом приєднання до чотирьох фільтрів з однаковим номіналом;
- збільшена можливість корекції для цілей подальшого збільшення навантаження;
- підвищена надійність через використання запасу значення номіналу фільтра.

Переваги каскадної конфігурації:

- збільшення загальної компенсаційної властивості шляхом використання фільтрів з однаковими або різними номіналами;

- компенсація певного навантаження або місцева компенсація гармонік, а також загальна компенсація гармонічних складових групи нелінійних навантажень.

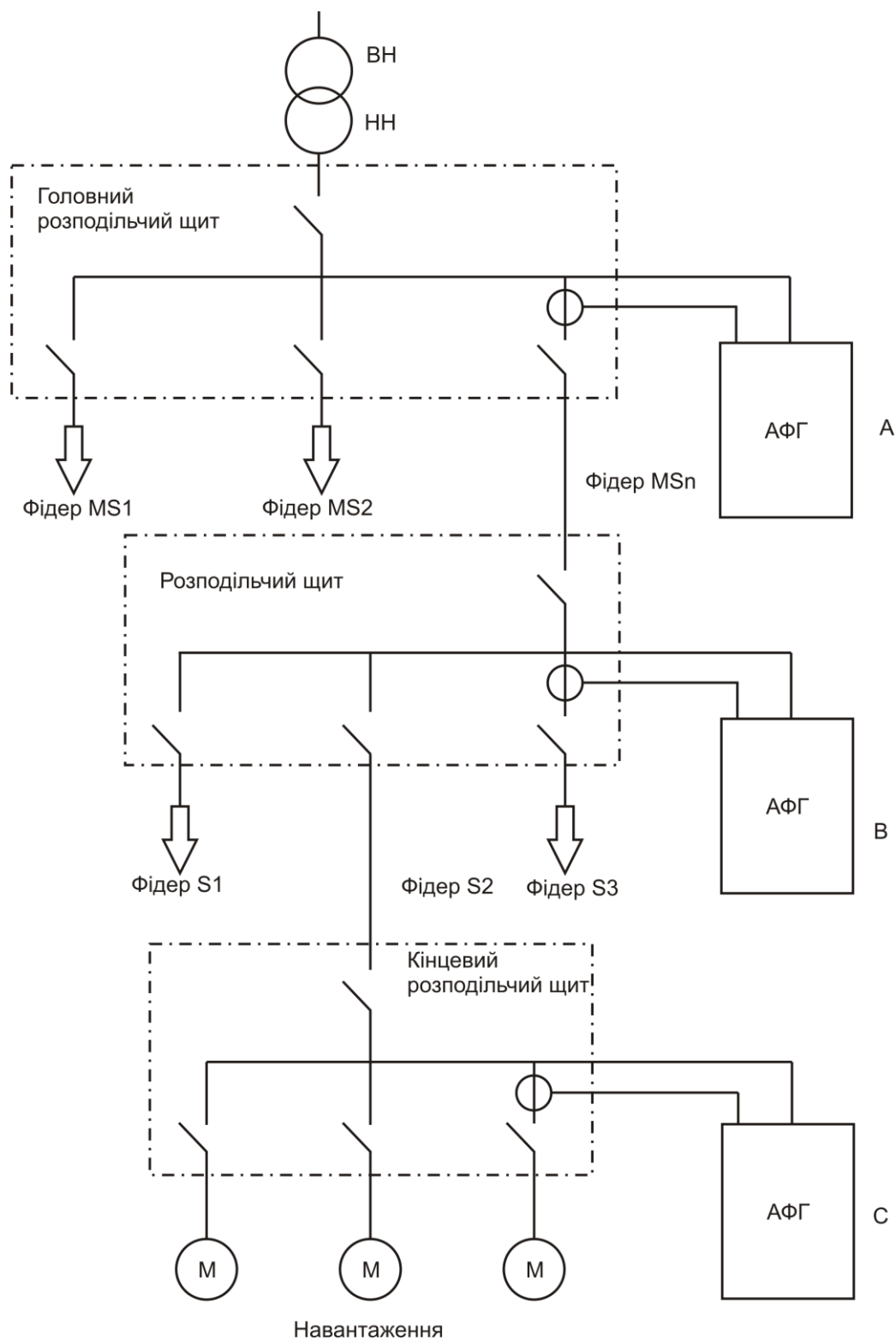


Рисунок 2.4.7 - **Можливі варіанти встановлення АФ в СЕП**

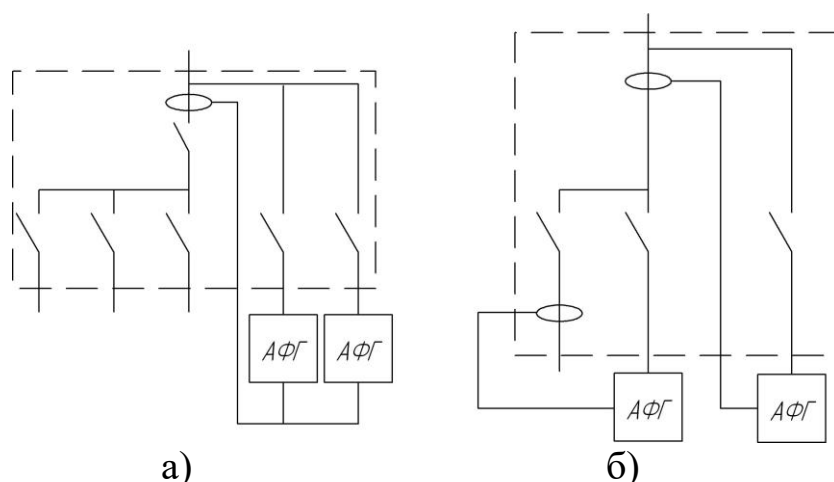


Рисунок 2.4.8 - Паралельна та каскадна конфігурація активних фільтрів

Гібридні фільтри. Оскільки встановлена потужність активних фільтрів виявляється значною в порівнянні з потужністю нелінійних навантажень, рівень ВГ яких мінімізується за допомогою АФ, то застосування АФ не завжди прийнятне. Це пояснюється: у разі поздовжнього АФ – протіканням повного струму споживача через пристрій АФ (або наявністю повної напруги мережі на затискачах пристроїв паралельного АФ). Так, наприклад, якщо навантаженням лінії є 6-пульсний мостовий перетворювач, потужність АФ досягає 30 % активної потужності ВП. Тому за значних потужностей ВП використання АФ виявляється економічно недоцільним. Альтернативним рішенням у таких випадках є використання схем, в яких АФ вмикаються послідовно або паралельно резонансним фільтрам (так звані «гібридні фільтри»).

На рис 2.4.9 зображено схему паралельної гібридної системи компенсації ВГ, на рис. 2.4.10 – послідовної (поздовжньої).

Система рис. 2.4.9 називається паралельною, оскільки сукупність активних і резонансних фільтрів увімкнена паралельно до джерела живлення.

Особливості роботи гібридного фільтра (ГФ) можна проілюструвати за допомогою їх схем заміщення (рис. 2.4.11 та 2.4.12).

На рис. 2.4.11 позначено U_{FA} та i_{FA} – напруга і струм додаткового джерела напруги; Z_{ϕ} – опір ФКП; Z_H та i_H – опір і струм нелінійного навантаження; U_L , i_L , Z_L – напруга, струм і опір живильної.

Вважаючи, що напруга U_L синусоїдальна і нелінійне навантаження є джерелом ВГ, можемо побудувати міщення для ν -ї гармоніки (рис. 2.4.12).

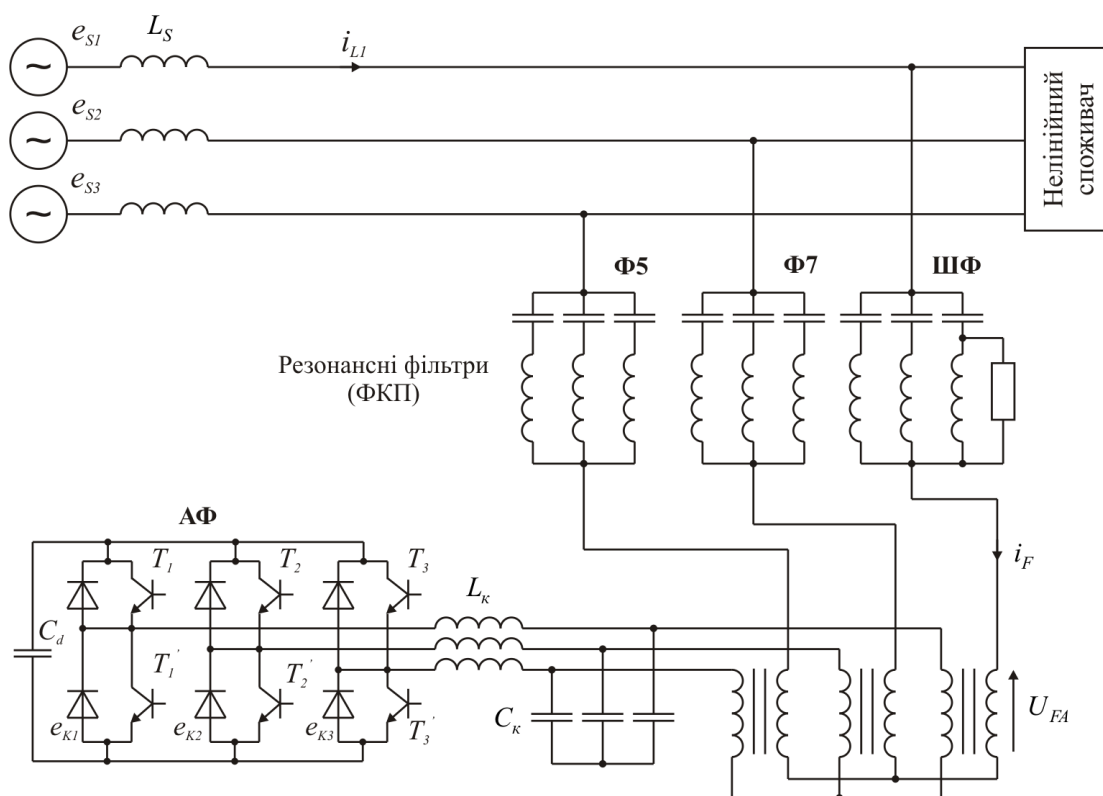


Рисунок 2.4.9 - Схема паралельного ГФ

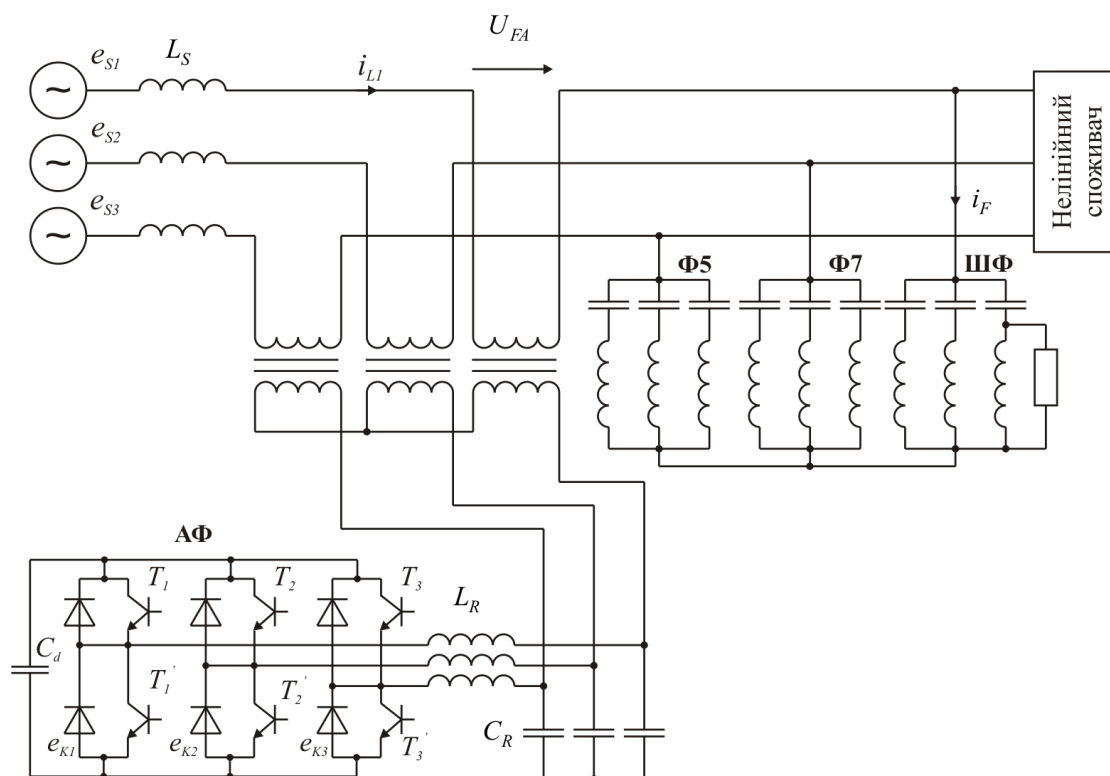


Рисунок 2.4.10 - Схема послідовного (поздовжнього) ГФ

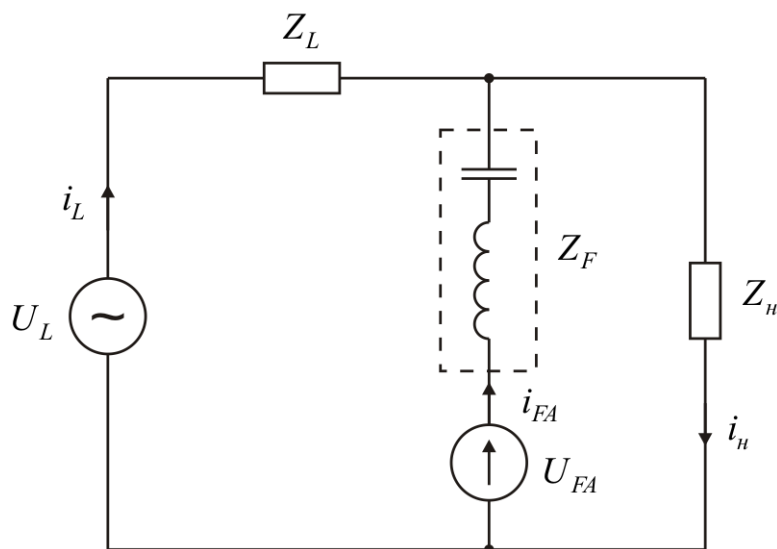
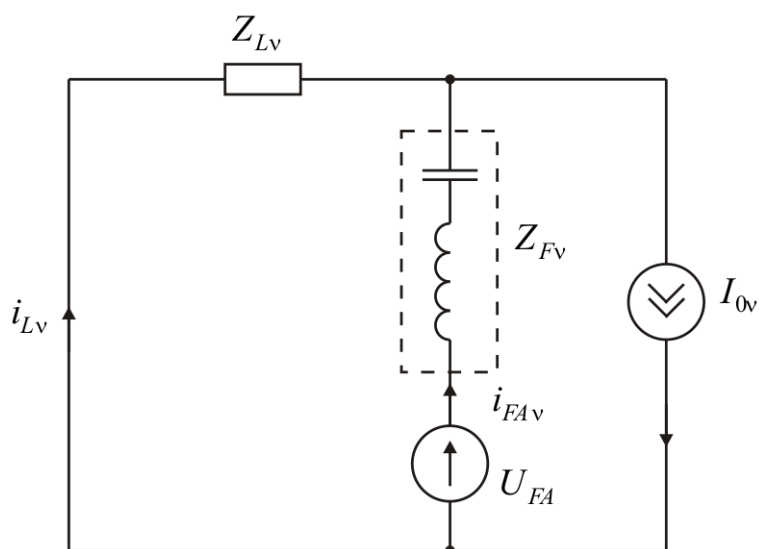


Рисунок 2.4.11 - Схема заміщення ГФ

Рисунок 2.4.12 - Схема заміщення ГФ для ν -ї гармоніки

Широкосмугові та складні фільтри. У ЕП підприємств з потужними тиристорними перетворювачами, що комутуються за 6- або 12-пульсними схемами, крім ФКП 5-ї, 7-ї, 11-ї та 3-ї гармонік або 11-ї і 13-ї гармонік додатково встановлюють також широкосмуговий фільтр (демпфувальний фільтр, фільтр другого порядку). Схему широкосмугового фільтра наведено на рис. 2.4.13.

Встановлення такого фільтра є доцільним також для випадку «густого» спектру інтергармонік, наприклад, під час роботи ПЧ із синусоїдальним законом управління. Демпфувальний фільтр складається із конденсатора й реактора, паралельно до якого під'єднано активний опір. В більшості випадків використовують фільтр 17-го

порядку з широкою смугою пропускання, тобто низькою добротністю ($Q_{ШФ} \approx 0.5 \div 4$).

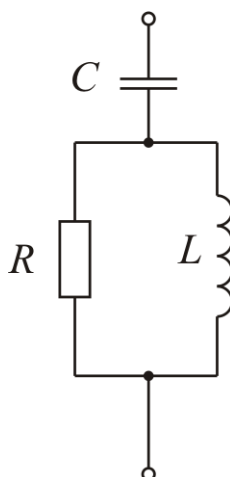


Рисунок 2.4.13 - Схема широкосмугового фільтра

Широкопasmовий фільтр налаштовують на частоту гармоніки вищого порядку, ніж частоти налаштування ФКП. Як правило, частота резонансу широкопasmового фільтра $\nu_{ШФ} = 17$.

Для мінімізації інтергармонік доцільно використовувати складні фільтри (наприклад, фільтри третього порядку). На рис. 2.4.14 зображено схему одного з таких фільтрів.

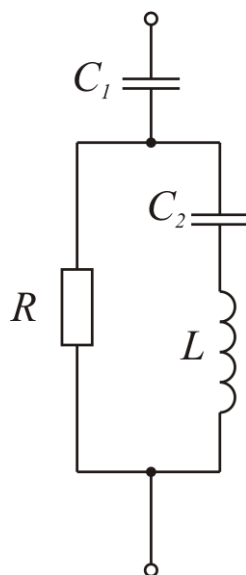


Рисунок 2.4.14 - Схема складного фільтра

Такий фільтр має дві резонансні частоти, одна з яких відповідає послідовному резонансу, а друга – паралельному. Перевагою цього фільтра є можливість мінімізації гармонік у діапазоні частот до 50 Гц, а також мінімізації рівнів інтергармонік вищого порядку. У разі

проектування ФКП для підстанцій енергосистем намагаються уніфікувати БК всіх ФКП за потужністю і типом виконання. Для систем електропостачання це не завжди відповідає економічній доцільності.

Спеціальні розділові трансформатори. Розділовий трансформатор з обмотками «трикутник-зірка» дозволяє ефективно боротися з гармоніками, кратними трьом, за збалансованого навантаження. Для ослаблення впливу несиметрії навантаження і зменшення струму нейтралі застосовують «перехресну» (зигзагоподібну) систему обмоток, де вторинна обмотка кожної фази розбита на дві частини і розміщена на різних стрижнях магнітопроводу трансформатора.

За несинусоїдальних струмів зростають втрати в трансформаторах, головним чином за рахунок втрат на вихрові струми, що вимагає збільшення їх встановленої потужності або застосування спеціальних К-фактор трансформаторів.

Магнітні синтезатори. Магнітний синтезатор забезпечує захист навантаження від різних спотворень електроживлення, зокрема від провалів і накидів напруги, імпульсних і високочастотних перешкод, наявності вищих гармонік, що викликають спотворення синусоїдальної форми вхідної напруги. Вихідна напруга магнітного синтезатора на кожному напівперіоді основної частоти генерується шляхом об'єднання шести прямокутних імпульсів від зв'язаних між собою трансформаторів з насиченням, аналогічно до інверторів зі ступінчастим (покроковим) принципом управління. Проте магнітний синтезатор не містить силових напівпровідникових елементів, виконуючи функцію стабілізатора напруги.

Блок-схему магнітного синтезатора подано на рис. 2.4.15.

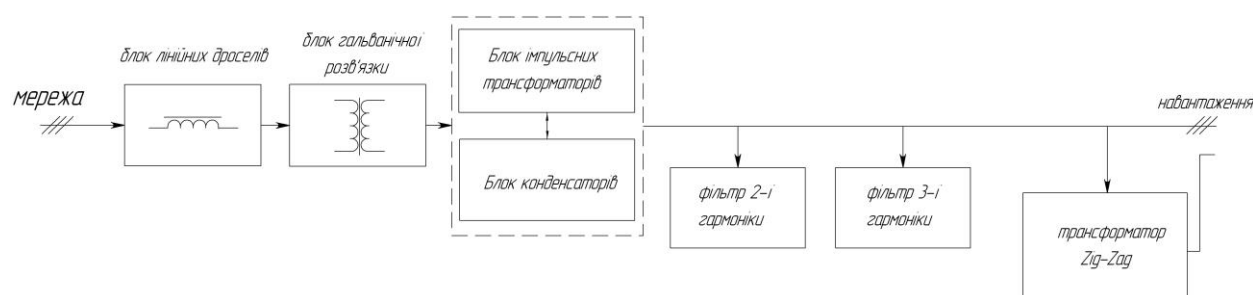


Рисунок 2.4.15 - Блок-схема магнітного синтезатора

ЛЕКЦІЯ 6

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ДВИГУНАХ

6.1. Впровадження енергоефективних двигунів

В енергоефективних двигунах за рахунок збільшення маси активних матеріалів (міді, сталі) та застосування високоякісної ізоляції, а також оптимізації конструкції зменшуються втрати електричної енергії, що відповідно обумовлює збільшення їх ККД на декілька відсотків. Ступінь підвищення ілюструють дані табл. 3.2.1, в якій наведено значення ККД η для різних співвідношень втрат потужності в двигуні ΔP та потужності навантаження P_H . Розрахунок виконують за формулою для ККД двигунів:

$$\eta = \frac{P_H}{P_H + \Delta P} = \frac{1}{1 + \Delta P / P_H}. \quad (3.2.1)$$

Таблиця 3.2.1 – Залежність ККД двигуна від співвідношення $\Delta P / P_H$

$\Delta P / P$	0,40	0,35	0,30	0,25	0,20	0,15	0,10	0,05
η	71	74	77	80	83	87	91	95

ККД енергоефективних двигунів можна визначити за формулою:

$$\eta_{E\Phi} = \frac{\eta_{CT}}{1 - e \cdot (1 - \eta_{CT})}. \quad (3.2.2)$$

де e – відносне зниження сумарних втрат у двигуні; η_{CT} – ККД стандартного двигуна.

Відносне зниження сумарних втрат у двигуні визначають за виразом:

$$e = \frac{\Delta P_{CT} - \Delta P_{E\Phi}}{\Delta P_{CT}}. \quad (3.2.3)$$

де ΔP_{CT} , $\Delta P_{E\Phi}$ – втрати потужності відповідно в стандартному та енергоефективному двигунах.

Додаткові витрати на виробництво енергоефективних двигунів можна оцінити за допомогою коефіцієнта здорожчання $k_{ПД}$:

$$k_{ПД} = 1 + (1 - \eta_{CT}) \cdot e^2 \cdot 100. \quad (3.2.4)$$

У табл. 3.2.2. наведено значення $\eta_{E\Phi}$ та $k_{ПД}$, розраховані згідно з (3.2.2) та (3.2.4), а також відповідно до ГОСТ Р 51677-2000 значення

$e = 0,2$ для різних ККД стандартних двигунів.

Таблиця 3.2.2 – Значення η_{EF} та $k_{ПД}$ для $e = 0,2$

$\eta_{СТ}, \%$	75	80	85	90	95
$\eta_{ЕЗ}, \%$	79,0	83,3	87,6	91,8	96,0
$k_{ПД}$	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2

Вартість $C_{ЕК}$ електричної енергії, яку можна заощадити у разі використання енергоефективного двигуна, у тому числі такого, що працює зі змінним навантаженням визначається із виразу:

$$C_{ЕК} = \left(\sum_{i=1}^n \frac{P_i}{\eta_{iСТ}} - \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{\eta_{iЕЗ}} \right) \cdot t_i, \quad (3.2.5)$$

де $C_{ЕК}$ – вартість заощадженої електричної енергії, грн/кВт·год; P_i – потужність двигуна на i -й ділянці роботи, кВт; $\eta_{iСТ}$, $\eta_{iЕФ}$ – ККД стандартного та енергоефективного двигуна відповідно, %; t_i – тривалість роботи двигуна з потужністю P_i , год; n – кількість ділянок роботи електропривода з різним навантаженням.

Приклад 3.2.1. Оцінити економічну доцільність впровадження енергоефективного двигуна для випадку стандартного двигуна типу 5АМ315S6е з номінальною потужністю $P_{НОМ} = 110$ кВт та $e = 0,2$ для електроприводу, що працює в номінальному режимі $T_P = 1500$ год упродовж року. Номінальне значення ККД стандартного двигуна становить $\eta_{СТ} = 95$ %. Прийняти тариф на електричну енергію $C_0 = 1,68$ грн/(кВт·год).

Розв'язок: 1. Розрахуємо значення ККД енергоефективного двигуна відповідно до (3.2.2):

$$\eta_{ЕФ} = \frac{0,95}{1 - 0,02 \cdot (1 - 0,95)} = 0,96.$$

2. На основі значень $\eta_{СТ} = 95$ %, $\eta_{ЕФ} = 96$ % визначаємо $k_{ПД}$ за формулою (3.2.4) або із табл. 3.2.2. Значення коефіцієнта здорожчання $k_{ПД}$ становить 1,2.

3. Значення річної заощадженої електричної енергії в разі використання енергоефективного двигуна для роботи з номінальним навантаженням розраховують за виразом (3.2.5):

$$\Delta W = 110 \cdot 1500 \cdot \left(\frac{1}{0,95} - \frac{1}{0,96} \right) = 1809,2 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

що в грошовому еквіваленті становить:

$$E = \Delta W \cdot C_0 = 1809,2 \cdot 1,68 = 3039,46 \text{ грн.}$$

6.2. Заміна недовантажених електродвигунів двигунами меншої потужності

Аналізування роботи діючих електричних приводів показало, що більшість встановлених приводних двигунів значної потужності, ніж необхідно для реалізації технологічного процесу.

Крім того, електроприводи багатьох робочих машин та виробничих механізмів частину свого робочого циклу працюють з незначними механічними навантаженнями або в режимі неробочого ходу. До них слід належать електроприводи ковальсько-пресового обладнання, обробних верстатів, підйомно-транспортних механізмів тощо.

На рис. 3.2.1 зображено залежність ККД η та коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ від коефіцієнта навантаження двигуна k_H , з якої видно, що двигуни в разі недовантаження працюють із незначним η та зі зниженим $\cos\varphi$. Підвищення цих показників зумовлює зниження втрат енергії в електроприводі та системі електропостачання і може бути досягнуто, наприклад, за рахунок заміни недовантажених двигунів двигунами меншої потужності.

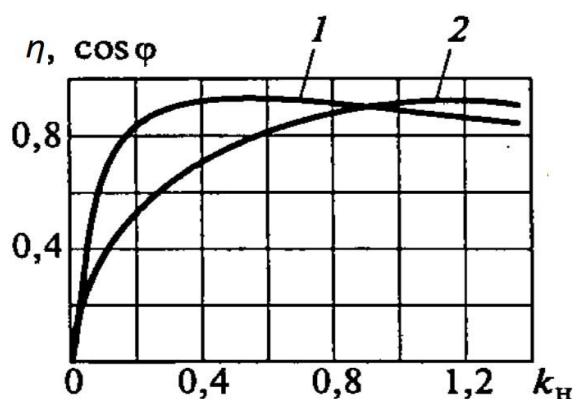


Рисунок 3.2.1 – Залежність ККД (крива 1) та коефіцієнта потужності (крива 2) від коефіцієнта навантаження двигуна

У випадках значень коефіцієнта навантаження $k_H < 0,4$ в більшості випадків заміна недовантажених двигунів економічно доцільна, для $k_H > 0,7$ – недоцільна, а для $0,4 < k_H < 0,7$ необхідно виконати техніко-економічні розрахунки.

ККД двигуна η з відомим коефіцієнтом навантаження k_H можна розрахувати з виразу:

$$\eta = \frac{k_H \cdot P_{НОМ}}{k_H \cdot P_{НОМ} + K + k_H^2 \cdot \Delta P'_{НОМ}}, \quad (3.2.6)$$

де $K = \Delta P_{НОМ} - \Delta P'_{НОМ}$ – втрати потужності в сталі, кВт; $\Delta P_{НОМ}$ – значення повних втрат, кВт; $\Delta P'_{НОМ}$ – значення номінальних змінних втрат, кВт.

Знайдемо умову роботи двигуна з максимальним ККД за відомим коефіцієнтом навантаження, взявши похідну $d\eta/dk_H$ та прирівнявши її до 0. Після перетворень отримаємо значення коефіцієнта навантаження, за якого ККД максимальний:

$$k_{H.ОПТ} = \sqrt{\frac{K}{\Delta P'_{НОМ}}}. \quad (3.2.7)$$

Із формули (3.2.7) видно, що для $K > \Delta P'_{НОМ}$ максимальний ККД можна отримати в разі навантаження двигуна, що перевищує номінальне. Значення $k_{H.ОПТ}$ для $K < \Delta P'_{НОМ}$ наведено в табл. 3.2.3.

Таблиця 3.2.3 – Значення $k_{H.ОПТ}$ для різних співвідношень $K/\Delta P'_{НОМ}$

$K/\Delta P'_{НОМ}$	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9
$k_{H.ОПТ}$	0,32	0,55	0,71	0,84	0,95

Приклад 3.2.2. Визначити оптимальне навантаження двигуна типу 4А180S4 та навантаження, за якого економічно доцільна його заміна на двигун меншої потужності. Двигун 4А180S4 має такі номінальними дані: потужність $P_{НОМ} = 22$ кВт; напруга 380/220 В; ковзання $s_{НОМ} = 0,02$; кількість пар полюсів $p = 2$; струм статора $I_{НОМ} = 41,5$ А; ККД $\eta_{НОМ} = 90\%$; $\cos\phi_{НОМ} = 0,87$; активний опір обмоток статора $R_1 = 0,219$ Ом та приведений ротора $R'_1 = 0,112$ Ом. Розрахунки виконати для значень коефіцієнта навантажень $k_H = 0,2; 0,5; 0,75$.

Розв'язок. 1. Визначаємо швидкість обертання поля статора ω_0 , номінальну швидкість та момент двигуна 4А180S4:

$$\omega_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_1}{p};$$

$$\omega_0 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 50}{2} = 157 \text{ рад/с};$$

$$\omega_{HOM} = \omega_0 \cdot (1 - s_{HOM});$$

$$\omega_{HOM} = 157 \cdot (1 - 0,02) = 154 \text{ рад/с};$$

$$M_{HOM} = \frac{P_{HOM}}{\omega_{HOM}}.$$

$$M_{HOM} = \frac{22000}{154} = 143 \text{ Н·м}.$$

2. Знайдемо для номінального режиму повні, змінні та постійні втрати потужності:

$$\Delta P_{HOM} = P_{HOM} \cdot \frac{1 - \eta_{HOM}}{\eta_{HOM}};$$

$$\Delta P_{HOM} = 22000 \cdot \frac{1 - 0,9}{0,9} = 2444 \text{ Вт};$$

$$\Delta P'_{HOM} = M_{HOM} \cdot \omega_0 \cdot s_{HOM} \cdot \left(1 + \frac{R_1}{R_2}\right);$$

$$\Delta P'_{HOM} = 143 \cdot 157 \cdot 0,02 \cdot \left(1 + \frac{0,219}{0,112}\right) = 1327 \text{ Вт};$$

$$K = \Delta P_{HOM} - \Delta P'_{HOM}.$$

$$K = 2444 - 1327 = 1117 \text{ Вт}.$$

3. Значення оптимального навантаження двигуна визначаємо за (3.2.7):

$$k_{H.OPT} = \sqrt{\frac{1117}{1327}} = 0,92.$$

4. ККД двигуна у випадку такого навантаження відповідно до (3.2.6) становитиме:

$$\eta = \frac{0,92 \cdot 22000}{0,92 \cdot 22000 + 1117 + 0,92^2 \cdot 1327} = 0,903.$$

Таблиця 3.2.4 – Дані для розрахунків у разі заміни двигуна

Показник	Розрахункова формула	$k_H = 0,25$	$k_H = 0,5$	$k_H = 0,75$
Потужність навантаження для заданого k_H , кВт	$P_C = k_H \cdot P_H$	5,5	11	16,5
Втрати потужності у двигуні, що підлягає заміні, кВт	$\Delta P = K + M_C \cdot \omega_0 \cdot s_C \times (1 + R_1/R'_2)$	1,2	1,45	1,87
Двигун для заміни	Серія АІР	112М4	132М4	160S4
Втрати потужності в новому двигуні в номінальному режимі, кВт	$\Delta P_{НОМ} = \frac{P_{НОМ} \cdot (1 - \eta_{НОМ})}{\eta_{НОМ}}$	0,933	1,071	1,668
Зменшення втрат потужності в разі заміни двигуна, кВт	$\Delta P_{ЕК} = \Delta P - \Delta P_{НОМ}$	0,267	0,378	0,2

6.3. Заощадження електричної енергії за рахунок перемикання обмоток статора за схемою «трикутник» - «зірка»

Достатньо ефективним способом заощадження електричної енергії в асинхронних двигунах є зниження напруги, що підводиться до двигуна в режимах незначних навантажень або ж в режимі неробочого ходу. У такому випадку відбувається зменшення споживаної реактивної потужності, що обумовлює зменшення втрат в елементах системи електропостачання електропривода, а за певних коефіцієнтів навантаження і втрат потужності у двигуні.

На практиці значного поширення набули два способи зниження напруги: за рахунок перемикання обмоток статора двигуна зі схеми «трикутник» на схему «зірка» та шляхом упровадження тиристорних регуляторів напруги.

Спосіб зниження напруги за рахунок перемикання обмоток статора двигуна зі схеми з'єднання «трикутник» на схему «зірка» можливий у разі однакових значень номінальної фазної напруги

обмотки статора двигуна та лінійної напруги мережі. За навантажень двигуна, близьких до номінального рівня, обмотки статора ввімкнені за схемою «трикутник» (Δ) і двигун працює з номінальним значенням напруги з повним магнітним потоком.

У разі зниження напруги обмотки двигуна перемикаються на схему «зірка» (Y). До обмоток підводиться знижена в $\sqrt{3}$ напруга, за рахунок чого знижують струм намагнічування, реактивна потужність та сумарні втрати в двигуні та в системі електропостачання. Необхідно зазначити, що втрати потужності у двигуні залежно від коефіцієнта навантаження можуть як зменшитись, так і збільшитись.

Залежність реактивної потужності асинхронного двигуна від напруги, що подається на статор, може бути виражена за формулою:

$$Q \approx k_U^2 \cdot Q_0 + \frac{k_H^2 \cdot \Delta Q_{НОМ}}{k_U^2}, \quad (3.2.8)$$

де k_U – коефіцієнт зниження напруги, що дорівнює 1 у разі з'єднання обмоток статора за схемою «трикутник» та $1/\sqrt{3}$ у випадку з'єднання обмоток в «зірку».

Залежність втрат активної потужності асинхронного двигуна від напруги, що подається на статор, може мати такий вигляд:

$$P \approx k_U^2 \cdot \Delta P_0 + \frac{k_H^2 \cdot \Delta P_{НОМ}}{k_U^2}, \quad (3.2.9)$$

де ΔP_0 – втрати активної потужності асинхронного двигуна в режимі неробочого ходу, що в подальшому приймаються рівними значенню постійних втрат K .

Підставивши у вирази (3.2.8) та (3.2.9) значення k_U для обох схем, можна визначити зниження реактивної потужності $\Delta Q_{\Delta-Y}$ у разі перемикавання обмоток статора зі схеми «трикутник» на схему «зірка»:

$$\Delta Q_{\Delta-Y} = Q_{\Delta} - \Delta Q_Y = 2 \cdot Q_0 / 3 - 2 \cdot k_H^2 \cdot \Delta Q_{НОМ}, \quad (3.2.10)$$

а також зниження втрат активної потужності $\Delta(\Delta P_{\Delta-Y})$ у разі перемикавання обмоток:

$$\Delta(\Delta P_{\Delta-Y}) = \Delta P_{\Delta} - \Delta P_Y = 2 \cdot \Delta P_0 / 3 - 2 \cdot k_H^2 \cdot \Delta P_{НОМ}. \quad (3.2.11)$$

Аналізування співвідношення (3.2.10) у випадку найімовірніших значень $Q_0 = (0,60 \dots 0,75) \cdot Q_{НОМ}$ показує, що за коефіцієнта навантаження $k_H < 0,7$ реактивна потужність у схемі з'єднання «зірка» завжди менша,

ніж для схеми «трикутник». Аналізування співвідношення (3.2.11) за найімовірнішого співвідношення $\Delta P_0 \approx (0,30 \dots 0,35) \cdot \Delta P_{НОМ}$ показує, що зменшення втрат у двигуні в разі переходу на схему «зірка» відбуватиметься, починаючи із значень коефіцієнта навантаження двигуна $k_H < 0,4$.

Далі наведено дані, що дозволяють оцінити зміну ККД (табл. 3.2.5) та $\cos\varphi$ (табл. 3.2.6) у разі перемикання обмоток для різних значень k_H .

Таблиця 3.2.5 – Співвідношення ККД для варіантів з'єднання обмоток двигуна

k_H	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
η_Y/η_Δ	1,27	1,1	1,04	1,01	1,0

Таблиця 3.2.6 – Співвідношення $\cos\varphi_Y / \cos\varphi_\Delta$ для варіантів схем з'єднання обмоток статора за різних значень k_H та $\cos\varphi$

$\cos\varphi_{НОМ}$	k_H				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
0,78	1,94	1,80	1,64	1,49	1,35
0,80	1,86	1,73	1,58	1,43	1,30
0,82	1,78	1,67	1,52	1,37	1,26
0,84	1,72	1,61	1,46	1,32	1,22
0,86	1,66	1,55	1,41	1,27	1,18
0,88	1,60	1,49	1,35	1,22	1,14
0,90	1,57	1,43	1,29	1,17	1,10
0,92	1,50	1,36	1,23	1,11	1,06

Аналізування даних табл. 3.2.5 та табл. 3.2.6 показує, що у випадках, коли $k_H < 0,5$ ККД та $\cos\varphi$ в схемі «зірка» вищі, ніж у схемі «трикутник». Тобто перемикання за таких навантажень обмоток статора зі схеми «трикутник» на схему «зірка» забезпечує ефект енергозбереження.

Однак потрібно пам'ятати, що в разі ввімкнення обмоток статора за схемою «зірка» двигун за умовами нагрівання не може бути навантажений понад 60 %.

Приклад 3.2.3. Визначити доцільність перемикання обмоток зі схеми «трикутник» на схему «зірка» двигуна АОЗ-315М-6УЗ, що працює з коефіцієнтом навантаження $k_H = 0,3$. Номінальні дані двигуна $P_{НОМ} = 132$ кВт; напруга $U_{НОМ} = 380/660$ В; ковзання $s_{НОМ} = 0,017$;

кількість пар полюсів $p = 3$; струм статора $I_{1НОМ} = 138$ А; ККД $\eta_{НОМ} = 93,5 \%$; $\cos \varphi_{НОМ} = 0,9$; $\lambda_M = M_K / M_{НОМ} = 2,6$; $f_{1НОМ} = 50$ Гц.

Розв'язок. 1. Визначаємо швидкість обертання поля статора, номінальну швидкість та момент двигуна 4А180S4:

$$\omega_0 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 50}{3} = 104,7 \text{ рад/с};$$

$$\omega_{НОМ} = 104,7 \cdot (1 - 0,017) = 103 \text{ рад/с};$$

$$M_{НОМ} = \frac{132000}{103} = 1282 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

2. Визначаємо номінальний зведений струм ротора:

$$I'_{2НОМ} \approx I_{1НОМ} \cdot \cos \varphi_{НОМ}.$$

$$I'_{2НОМ} = 138 \cdot 0,9 = 124 \text{ А}.$$

3. Знаходимо струм намагнічування двигуна:

$$I_\mu \approx I_{1НОМ} \cdot \left(\sin \varphi - \frac{\cos \varphi}{\lambda_M + \sqrt{\lambda_M^2 - 1}} \right);$$

$$I_\mu = 138 \cdot \left(0,44 - \frac{0,9}{2,6 + \sqrt{2,6^2 - 1}} \right) = 36 \text{ А}.$$

4. Використавши вираз для визначення втрат потужності в роторі $\Delta P'_{НОМ} = M_{НОМ} \cdot \omega_0 \cdot s_{НОМ} = 3 \cdot I_2'^2 \cdot R_2'$, записаний для номінального режиму, знаходимо зведений активний опір ротора:

$$R_2' = \frac{M_{НОМ} \cdot \omega_0 \cdot s_{НОМ}}{3 \cdot I_2'^2};$$

$$R_2' = \frac{1282 \cdot 104,7 \cdot 0,017}{3 \cdot 124^2} = 0,05 \text{ Ом}.$$

5. Розраховуємо реактивну потужність у номінальному режимі:

$$Q_{НОМ} = 3 \cdot U_\phi \cdot I_{1НОМ} \cdot \sin \varphi_{НОМ};$$

$$Q_{НОМ} = 3 \cdot 380 \cdot 138 \cdot 0,44 = 69221 \text{ вар}.$$

6. Розраховуємо реактивну потужність режиму неробочого ходу:

$$Q_0 = \frac{m \cdot P_{НОМ}}{\eta_{НОМ}};$$

$$Q_0 = \frac{0,31 \cdot 132000}{0,935} = 43764 \text{ вар},$$

де $m = 2,2 - 2,1 \cdot \cos \varphi_{НОМ} = 2,2 - 2,1 \cdot 0,9 = 0,31$.

7. Із виразів для номінальної реактивної потужності:

$$Q_{НОМ} = 3 \cdot U_{\Phi} \cdot I_{\mu} + M_{НОМ} \cdot \omega_0 \cdot s_{НОМ} \cdot X_{K3} / R'_2 = Q_0 + \Delta Q_{НОМ}$$

знаходимо X_{K3} :

$$X_{K3} = \frac{R'_2 \cdot (Q_{НОМ} - Q_0)}{M_{НОМ} \cdot \omega_0 \cdot s_{НОМ}};$$

$$X_{K3} = \frac{0,05 \cdot (69221 - 43764)}{1282 \cdot 104,7 \cdot 0,0017} = 0,55 \text{ Ом}.$$

8. Визначаємо активний опір кола ротора, використовуючи формулу для критичного моменту асинхронного двигуна:

$$M_K = \frac{3 \cdot U_{\Phi}^2}{2 \cdot \omega_0 \cdot (R_1 + \sqrt{R_1^2 + X_{K3}^2})},$$

виразивши з неї $R_1 = \left(\left(\frac{3 \cdot U_{\Phi}^2}{2 \cdot \omega_0 \cdot M_K} \right)^2 - X_{K3}^2 \right) / 2 \cdot \left(\frac{3 \cdot U_{\Phi}^2}{2 \cdot \omega_0 \cdot M_K} \right);$

$$R_1 = \left(\left(\frac{3 \cdot 380^2}{2 \cdot 104,7 \cdot 2,6 \cdot 1282} \right)^2 - 0,55^2 \right) / 2 \cdot \left(\frac{3 \cdot 380^2}{2 \cdot 104,7 \cdot 2,6 \cdot 1282} \right) = 0,07 \text{ Ом}.$$

9. Визначаємо повні номінальні втрати:

$$\Delta P_{НОМ} = P_{НОМ} \cdot \frac{(1 - \eta_{НОМ})}{\eta_{НОМ}};$$

$$\Delta P_{НОМ} = 132000 \cdot \frac{1 - 0,935}{0,935} = 9176 \text{ Вт}.$$

10. Знаходимо змінні номінальні втрати:

$$\Delta P'_{НОМ} = \Delta P'_{1НОМ} + \Delta P'_{2НОМ} = 3 \cdot I_{1НОМ}^2 \cdot R_1 + 3 \cdot I_{2НОМ}^2 \cdot R'_2;$$

$$\Delta P'_{НОМ} = 3 \cdot 138^2 \cdot 0,07 + 3 \cdot 124^2 \cdot 0,05 = 6306 \text{ Вт}.$$

11. Знаходимо постійні втрати потужності:

$$K = \Delta P_{НОМ} - \Delta P'_{НОМ};$$

$$K = 9176 - 6306 = 2870 \text{ Вт.}$$

12. Розраховуємо зменшення реактивної потужності $\Delta Q_{\Delta-Y}$ у разі перемикавання обмоток статора зі схеми «трикутник» на схему «зірка» за формулою (3.2.10):

$$\Delta Q_{\Delta-Y} = Q_{\Delta} - \Delta Q_Y = 2 \cdot Q_0 / 3 - 2 \cdot k_H^2 \cdot \Delta Q_{НОМ};$$

$$\Delta Q_{\Delta-Y} = 2 \cdot 43764 / 3 - 2 \cdot 0,3^2 \cdot 25456 = 24594 \text{ вар.}$$

13. Розраховуємо зменшення втрат активної потужності $\Delta P_{\Delta-Y}$ у разі перемикавання обмоток статора зі схеми «трикутник» на схему «зірка» за формулою (3.2.11):

$$\Delta P_{\Delta-Y} = 2 \cdot 3859 / 3 - 2 \cdot 0,3^2 \cdot 9176 = 921 \text{ Вт.}$$

14. Загальне зменшення втрат потужності становитиме:

$$\Delta P_{ЕК} = k_E \cdot \Delta Q_{\Delta-Y} + \Delta P_{\Delta-Y};$$

$$\Delta P_{ЕК} = 0,1 \cdot 24594 + 921 = 3381 \text{ Вт,}$$

де k_E – коефіцієнт зменшення втрат потужності за рахунок зниження реактивної потужності Q , кВт/квар.

6.4. Впровадження автоматичних обмежувачів неробочого ходу двигунів

У разі відсутності корисного механічного навантаження асинхронний двигун споживає з мережі реактивну потужність, що обумовлює додаткові втрати як у двигуні, так і в елементах системи електропостачання. У зв'язку із цим для створення енергоефективного режиму роботи можна відімкнути двигун від мережі на період його роботи в режимі неробочого ходу.

Основним аргументом для прийняття такого рішення є порівняння втрат електричної енергії за період роботи двигуна в режимі неробочого ходу з втратами енергії, які будуть мати місце у разі виконання операції ввімкнення двигуна в роботу. Якщо втрати енергії під час пуску двигуна менші, ніж втрати енергії впродовж режиму неробочого ходу, то вимкнення забезпечить енергоефективну роботу електропривода, і навпаки.

Отримаємо вираз для визначення граничної тривалості неробочого ходу, у разі перевищення якого вимкнення двигуна виявиться доцільним з погляду енергоефективності.

Рівність втрат енергії для режиму неробочого ходу (НХ) та під час пуску можна подати як:

$$K \cdot t_{HX} = K \cdot t_{ПУСК} + J_{3B} \cdot \omega_0^2 \cdot (1 + R_1/R'_2) \cdot k_H / 2, \quad (3.2.13)$$

де K – постійні втрати потужності у двигуні; t_{HX} – гранична тривалість роботи двигуна в режимі неробочого ходу; $t_{ПУСК}$ – тривалість пуску двигуна в режимі неробочого ходу; J_{3B} – зведений до вала двигуна сумарний момент інерції електропривода, $J_{3B} = J_{\Sigma}$; k_H – коефіцієнт, що враховує навантаження двигуна для розрахунку втрат енергії під час пуску, $k_H = M_{CP} / (M_{CP} - M_{HX})$.

Тривалість пуску двигуна для режиму неробочого ходу визначають за виразом:

$$t_{ПУСК} \approx \frac{J_{3B} \cdot \omega_0}{M_{CP} - M_{HX}},$$

де M_{CP} – середній момент двигуна під час пуску; M_{HX} – момент навантаження в режимі неробочого ходу.

Середній момент двигуна під час пуску визначають за формулою:

$$M_{CP} = \frac{M_{ПУСК} + M_K}{2},$$

де $M_{ПУСК}$, M_K – відповідно пусковий та критичний моменти двигуна.

Із виразу (3.2.13) отримуємо формулу для визначення граничної тривалості роботи двигуна в режимі неробочого ходу:

$$t_{HX} = \frac{J_{3B} \cdot \omega_0}{M_{CP} - M_{HX}} + \frac{J_{3B} \cdot \omega_0^2 \cdot (1 + R_1/R'_2) \cdot M_{CP}}{2 \cdot K \cdot (M_{CP} - M_{HX})}. \quad (3.2.14)$$

Якщо знехтувати моментом неробочого ходу M_{HX} через його невелике значення порівнянно з M_{CP} , вираз (3.2.14) набуде спрощеного вигляду:

$$t_{HX} = \frac{J_{3B} \cdot \omega_0}{M_{CP}} + \frac{J_{3B} \cdot \omega_0^2 \cdot (1 + R_1/R'_2) \cdot M_{CP}}{2 \cdot K}. \quad (3.2.15)$$

Приклад 3.2.4. Визначити граничне значення тривалості неробочого ходу двигуна, у разі перевищення якого вимкнення двигуна буде доцільним з погляду енергоефективності. Двигун 4A180S4 з номінальними даними: потужність $P_{НОМ} = 22$ кВт; напруга 380/220 В; ковзання $s_{НОМ} = 0,02$; кількість пар полюсів $p = 2$; ККД $\eta_{НОМ} = 90$ %; активний опір обмоток статора $R_1 = 0,219$ Ом та зведений активний опір

ротора $R'_1 = 0,112$ Ом. Момент інерції ротора $J_{POT} = 0,19$ кг·м²; $J_{3B} = 1,2 \cdot 0,19 = 0,23$ кг·м²; кратності критичного $\lambda_{KP} = 2,3$ та пускового $\lambda_{ПУСК} = 1,4$ моментів. Моментом неробочого ходу M_{HX} знехтувати.

Розв'язок. 1. Визначаємо швидкість обертання поля статора, номінальну швидкість та момент двигуна 4A180S4:

$$\omega_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_1}{p}; \quad \omega_0 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 50}{2} = 157 \text{ рад/с};$$

$$\omega_{HOM} = \omega_0 \cdot (1 - s_{HOM}); \quad \omega_{HOM} = 157 \cdot (1 - 0,02) = 154 \text{ рад/с};$$

$$M_{HOM} = \frac{P_{HOM}}{\omega_{HOM}}; \quad M_{HOM} = \frac{22000}{154} = 143 \text{ Н·м}.$$

2. Визначаємо для номінального режиму повні, змінні та постійні втрати потужності:

$$\Delta P_{HOM} = P_{HOM} \cdot \frac{1 - \eta_{HOM}}{\eta_{HOM}};$$

$$\Delta P_{HOM} = 22000 \cdot \frac{1 - 0,9}{0,9} = 2444 \text{ Вт};$$

$$\Delta P'_{HOM} = M_{HOM} \cdot \omega_0 \cdot s_{HOM} \cdot \left(1 + \frac{R_1}{R'_2} \right);$$

$$\Delta P'_{HOM} = 143 \cdot 157 \cdot 0,02 \cdot \left(1 + \frac{0,219}{0,112} \right) = 1327 \text{ Вт};$$

$$K = \Delta P_{HOM} - \Delta P'_{HOM};$$

$$K = 2444 - 1327 = 1117 \text{ Вт}.$$

3. Розраховуємо середній момент двигуна під час пуску:

$$M_{CP} = \frac{M_{ПУСК} + M_K}{2} = \frac{\lambda_{ПУСК} \cdot M_H + \lambda_K \cdot M_H}{2};$$

$$M_{CP} = \frac{1,4 \cdot 143 + 2,3 \cdot 143}{2} = 264,5 \text{ Н·м}.$$

4. Визначаємо граничну тривалість неробочого ходу:

$$t_{HX} = \frac{J_{3B} \cdot \omega_0}{M_{CP}} + \frac{J_{3B} \cdot \omega_0^2 \cdot (1 + R_1/R'_2) \cdot M_{CP}}{2 \cdot K};$$

$$t_{HX} = \frac{123 \cdot 157}{264,7} + \frac{23 \cdot 157^2 \cdot (1 + 0,219/0,112)}{2 \cdot 1117} = 7,6 \text{ с}.$$

Тобто, якщо тривалість роботи електропривода в режимі неробочого ходу перевищує 7,6 с, то вимкнення двигуна дозволить заощадити електричну енергію електропривода та в системі електропостачання.

Використання обмежувачів неробочого ходу на верстатах з міжопераційним часом (тривалість неробочого ходу) понад 10 с завжди дозволяє заощадити електричну енергію. Для значень міжопераційного періоду, менших за 10 с питання ефективності обмежувачів неробочого ходу необхідно вирішувати контрольним розрахунком.

Діаграма на рис. 3.2.2 дозволя визначити показник рівня енергоефективності, якого досягають впровадженням обмежувачів неробочого ходу, і встановити економічну доцільність їх використання.

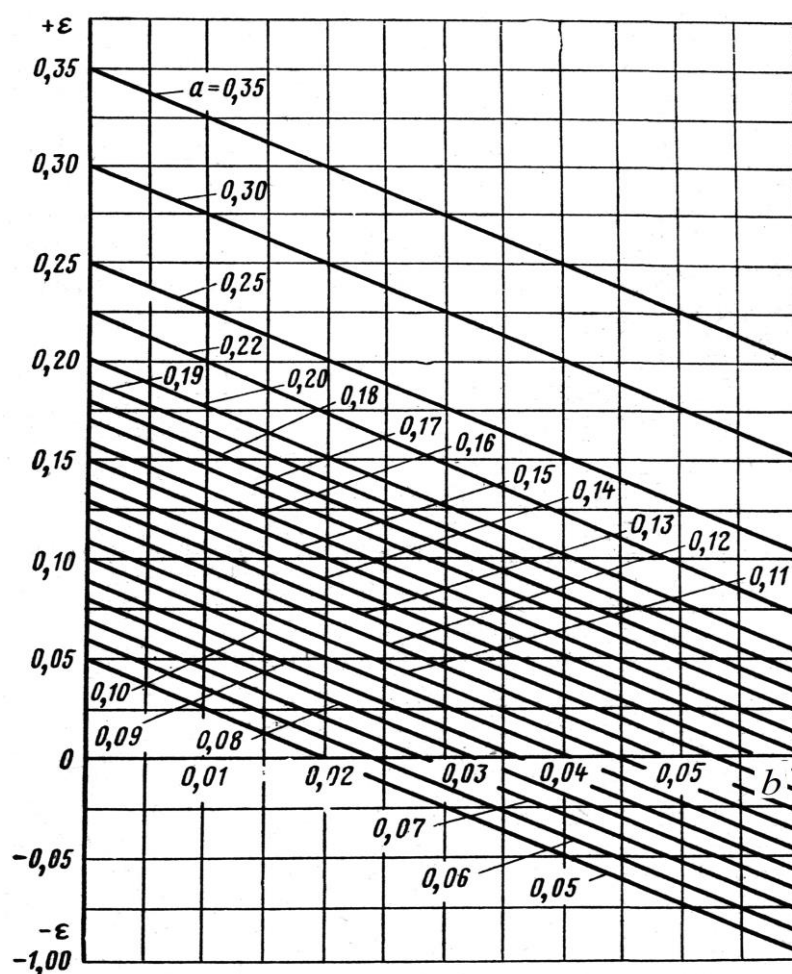


Рисунок 3.2.2 – Діаграма визначення показника рівня енергоефективності обмежувачів неробочого ходу

Очікуване заощадження електричної енергії, кВт·год/год, за використання обмежувачів неробочого ходу визначають за [Ошибка! Источник ссылки не найден.]:

$$\Delta W = \varepsilon \cdot z \cdot P_H \cdot \frac{T_H}{3600}, \quad (3.2.16)$$

де ε – показник рівня енергоефективності, який визначають за діаграмою (рис. 3.2.2) в функції коефіцієнтів a і v , $a = \frac{P_0}{P_H}$, $v = \frac{1}{4 \cdot T_H}$; z – кількість циклів за годину, цикл/год, P_H – номінальна потужність, кВт; P_0 – потужність неробочого ходу, кВт; T_H – середня тривалість неробочого ходу, с.

6.5. Заощадження електричної енергії в режимі коротких циклів

Значна кількість машин та виробничих механізмів працює в повторно-короткочасному режимі. Важливим моментом аналізування режиму роботи електроприводов таких машин є визначення допустимої частоти ввімкнення, котра лімітується головним чином нагріванням двигуна. Зменшуючи втрати енергії в двигуні в усталеному та перехідних режимах, можна розв'язати як завдання заощадження електричної енергії, так і завдання підвищення допустимої частоти ввімкнення двигунів.

Розглянемо цикл роботи двигуна із використанням графіка швидкості $\omega(t)$, зображеного на рис. 3.2.3.

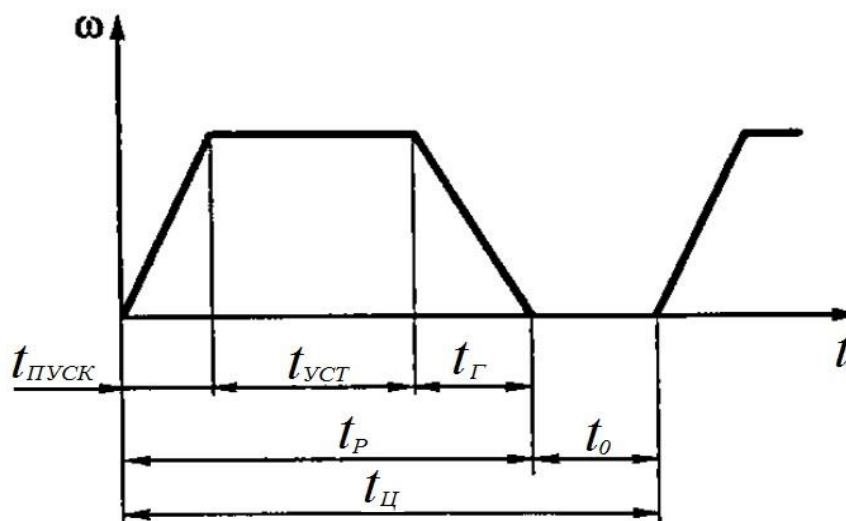


Рисунок 3.2.3 – Тахограма в режимі коротких циклів

Наведений цикл складається із ділянок пуску тривалістю $t_{\text{ПУСК}}$, усталеної роботи з $t_{\text{УСТ}}$, гальмування з тривалістю $t_{\text{Г}}$ та паузи тривалістю t_0 (вимкнення). Інтервали $t_{\text{ПУСК}}$, $t_{\text{УСТ}}$ та $t_{\text{Г}}$ становлять тривалість роботи

двигуна t_p , який разом із тривалістю паузи t_0 становить тривалість циклу $t_{\text{ц}}$.

Для віддаленого циклу роботи електропривода настає квазіусталений тепловий режим роботи, тобто такий режим, за якого кількість теплоти, що виділяється у двигуні, дорівнює кількості теплоти, що віддається в навколишнє середовище. Це дозволяє скласти рівняння теплового балансу для двигуна, вихідні дані якого наведені в табл. 3.2.7.

Таблиця 3.2.7 – Вихідні дані для рівняння теплового балансу

Ділянка циклу, його тривалість	Теплова енергія, що виділяється у двигуні	Теплова енергія, відання в навколишнє середовище
Пуск, $t_{\text{ПУСК}}$	$\Delta W_{\text{ПУСК}}$	$(1+\beta) \cdot \Delta P_{\text{НОМ}} \cdot t_{\text{ПУСК}}/2$
Усталений режим, $t_{\text{УСТ}}$	$\Delta P \cdot t_{\text{УСТ}}$	$\Delta P_{\text{НОМ}} \cdot t_{\text{УСТ}}$
Гальмування, $t_{\text{Г}}$	$\Delta W_{\text{Г}}$	$(1+\beta) \cdot \Delta P_{\text{НОМ}} \cdot t_{\text{Г}}/2$
Пауза, t_0	0	$\beta \cdot \Delta P_{\text{НОМ}} \cdot t_0$

у табл. 3.2.7 прийнято умовні позначення: $\Delta W_{\text{ПУСК}}$, $\Delta W_{\text{Г}}$ – втрати під час пуску та гальмування; $\Delta P_{\text{НОМ}}$, ΔP – втрати потужності в номінальному та усталеному режимах; β – коефіцієнт погіршення тепловіддачі (див. табл. 3.2.8).

Таблиця 3.2.8 – Значення коефіцієнта погіршення тепловіддачі залежно від типу виконання двигуна

Тип виконання двигуна	β
Закритий із незалежною вентиляцією	1
Закритий без вимушеного охолодження	0,95...0,98
Закритий із самостійною вентиляцією	0,45...0,55
Захищений із самостійною вентиляцією	0,25...0,35

Рівняння теплового балансу отримаємо, прирівнявши кількість виділеної та відданої теплоти:

$$\Delta W_{\text{ПУСК}} + \Delta P \cdot t_{\text{УСТ}} + \Delta W_{\text{Г}} = (1 + \beta) \cdot \Delta P_{\text{НОМ}} \cdot \frac{t_{\text{ПУСК}} + t_{\text{Г}}}{2} + \Delta P_{\text{НОМ}} \cdot (t_{\text{УСТ}} + \beta \cdot t_0). \quad (3.2.17)$$

Використавши умовні позначення для кількості ввімкнень за годину $h = 3600 / t_{\text{ц}}$ та відносної тривалості ввімкнення $\varepsilon = t_p / t_{\text{ц}}$, отримуємо вираз для допустимого значення частоти ввімкнення двигуна в циклі:

$$h = 3600 \cdot \frac{(\Delta P_{НОМ} - \Delta P) \cdot \varepsilon + \Delta P_{НОМ} \cdot \beta \cdot (1 - \varepsilon)}{\Delta W_{ПУСК} + \Delta W_{Г}}. \quad (3.2.18)$$

Із виразу (3.2.18) видно, що підвищення частоти вмикання двигуна може бути здійснено за рахунок зменшення втрат потужності ΔP в усталеному режимі та втрат енергії під час пуску $\Delta W_{ПУСК}$ та гальмуванні $\Delta W_{Г}$, а також у разі застосування інтенсивнішого охолодження (вентиляції) двигунів.

Приклад 3.2.5. Визначити допустиму частоту вмикання двигуна АИР132S4 з номінальними даними: потужність $P_{НОМ} = 7,5$ кВт; ковзання $s_{НОМ} = 0,04$; кількість пар полюсів $p = 2$; ККД $\eta_{НОМ} = 87,5$ %; $M_{ПУСК} / M_{НОМ} = 2$; $M_{МАКС} / M_{НОМ} = 2,5$; момент інерції $J_{ЕД} = 0,028$ кг·м²; $J_{\Sigma} = 1,2 \cdot J_{ЕД}$; $\varepsilon = 42$; співвідношення $R_1 / R'_2 = 1,5$. Коефіцієнт погіршення тепловіддачі $\beta = 0,3$, гальмування двигуна здійснюється вимкненням.

Розв'язок. 1. Визначаємо швидкість обертання поля статора, номінальну швидкість та момент двигуна АИР132S4:

$$\omega_0 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 50}{2} = 157 \text{ рад/с};$$

$$\omega_{НОМ} = 157 \cdot (1 - 0,04) = 150,7 \text{ рад/с};$$

$$M_{НОМ} = \frac{7500}{150,7} = 50 \text{ Н·м}.$$

2. Для номінального режиму визначаємо повні, змінні та постійні втрати потужності:

$$\Delta P'_{НОМ} = 50 \cdot 157 \cdot 0,04 \cdot (1 + 1,5) = 785 \text{ Вт};$$

$$\Delta P_{НОМ} = 7500 \cdot \frac{1 - 0,875}{0,875} = 1071 \text{ Вт};$$

$$K = 1071 - 785 = 286 \text{ Вт}.$$

3. Розрахуємо середній момент двигуна під час пуску:

$$M_{CP} = \frac{2 \cdot 50 + 2,5 \cdot 50}{2} = 113 \text{ Н·м}.$$

4. Визначаємо тривалість пуску двигуна:

$$t_{ПУСК} = \frac{J_{\Sigma} \cdot \omega_{НОМ}}{M_{CP} - M_C};$$

$$t_{ПУСК} = \frac{1,2 \cdot 0,028 \cdot 150,7}{113 - 50} = 0,08 \text{ с}.$$

5. Знаходимо втрати енергії під час пуску $\Delta W_{\Delta P''}$, обумовлені змінними втратами потужності $\Delta P'_{НОМ}$:

$$\Delta W_{\Delta P''} = \frac{J_{\Sigma} \cdot \omega_0^2 \cdot (1 + R_1/R_2') \cdot (s_{НОЧ}^2 - s_{КР}^2) M_{CP}}{2 \cdot (M_{CP} - M_C)};$$

$$\Delta W_{\Delta P''} = \frac{1,2 \cdot 0,028 \cdot 157^2 \cdot (1 + 1,5) \cdot (1^2 - 0,04^2) \cdot 113}{2 \cdot (113 - 50)} = 2547 \text{ Дж.}$$

6. Визначаємо втрати енергії, обумовлені постійними втратами потужності K , та сумарні втрати під час пуску:

$$\Delta W_K = K \cdot t_{ПУСК};$$

$$\Delta W_K = 286 \cdot 0,08 = 23 \text{ Дж};$$

$$\Delta W_{ПУСК} = \Delta W_{\Delta P''} + \Delta W_K;$$

$$\Delta W_{ПУСК} = 2547 + 23 = 2570 \text{ Дж.}$$

7. Розраховуємо допустиму частоту вмикання двигуна враховуючи, що двигун працює з номінальним навантаженням та без втрат енергії під час гальмування:

$$h = 3600 \cdot \frac{\Delta P_{НОМ} \cdot \beta \cdot (1 - \varepsilon)}{\Delta W_{ПУСК}};$$

$$h = \frac{3600 \cdot 1071 \cdot 0,3 \cdot (1 - 0,42)}{2570} = 261 \text{ ввімкнень/год.}$$

Підвищення допустимої частоти ввімкнень двигуна однозначно пов'язане із зниженням втрат потужності та енергії у двигуні.

Зниження втрат $\Delta W_{ПУСК}$ можна реалізувати за рахунок впровадження частотно-регульованого пуску із використанням перетворювача частоти. Наявність перетворювача частоти також дозволить реалізувати гальмування двигуна з можливістю рекуперації енергії в мережу. Також зниження втрат можна забезпечити за рахунок вибору оптимального передаткового числа (радіуса зведення) механічної передачі та номінальної швидкості двигуна.

ЛЕКЦІЯ 7

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ПОМПОВИХ УСТАНОВКАХ

Потужність промислових pomp міститься в межах від одиниць кіловат до декількох десятків мегават. За призначенням розрізняють такі групи pomp: комунального й промислового водопостачання; занурювальні для подавання води або нафти зі свердловин; циркуляційні; живильні; для водовідливу; для транспорту нафти, пульпи тощо.

Потужність електродвигуна помпи, кВт:

$$P = \frac{k \cdot Q \cdot H \cdot \gamma}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_H \cdot \eta_P}, \quad (3.3.1)$$

де Q – продуктивність помпи, м³/год; k – коефіцієнт запасу потужності електродвигуна (для $Q \leq 100$ м³/год $k = 1,2 \div 1,3$; для $Q > 100$ м³/год $k = 1,1 \div 1,5$); H – повний напір з урахуванням висоти всмоктування, м вод. ст.; η_H – ККД помпи, %; η_P – ККД передачі, %; γ – густина рідини, кг/м³.

Питоме споживання електричної енергії для будь-якого режиму роботи помпи, кВт·год/м³:

$$w = \frac{H \cdot 1000}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_H \cdot \eta_P} = 0,00272 \cdot \frac{H}{\eta_H \cdot \eta_P}, \quad (3.3.2)$$

де H – дійсний напір, який розвивається помпою за заданого режиму, м вод. ст.; η_H, η_P – ККД електродвигуна та помпи за заданого режиму.

Відцентрові помпи. Втрати потужності помпи поділяються на гідравлічні, об'ємні та механічні.

Гідравлічні втрати становлять:

– втрати напору внаслідок тертя рідини в каналах робочого колеса, напрямному апараті та в спіральному кожусі;

– втрати, пов'язані з перетворенням кінетичної енергії (швидкісного напору) у потенціальну в напрямному апараті та в спіралі, а також втрат на поворотах, у переходах від одного рівня до іншого тощо.

Втрата потужності за рахунок гідравлічних втрат пропорційна кубу продуктивності, кВт:

$$\Delta P_{Г.В} = f(Q^3). \quad (3.3.3)$$

Об'ємні втрати (втрати витоку) визначаються об'ємним витокм рідини через повітряні проміжки між робочим колесом та ущільненими кільцями.

Механічні втрати становлять втрати на тертя диска робочого колеса, втрати на тертя в сальниках, підп'ятниках в підшипниках.

Загальний ККД помпи визначається цими втратами і залежить як від стану помпи, так і від його режиму роботи. Зазвичай ККД відцентрової помпи становить: для низького напору 0,4 – 0,7; середнього напору 0,6 – 0,8; високого напору 0,6 – 0,8. Для pomp нових конструкцій ККД становить 0,9.

Поршневі помпи. Значення ККД поршневих pomp коливається від 0,6 до 0,9 залежно від розмірів, стану помпи й типу передачі.

Зниження витрати електричної енергії на помпових установках досягають за рахунок таких заходів: збільшення ККД pomp; покращення завантаження pomp та вдосконалення регулювання їх роботи; зменшення опору трубопроводів; зменшення витрат і втрат води.

7.1. Підвищення коефіцієнта корисної дії pomp

Заміна застарілих малопродуктивних pomp помпами з вищим ККД. Розрахунок значення заощадженої електричної енергії у цьому випадку виконують за виразом, кВт·год/рік:

$$\Delta W = 0,00272 \cdot \frac{H}{\eta_D} \cdot \frac{1}{\eta_H'' - \eta_H'} \cdot Q \cdot T, \quad (3.3.4)$$

де H – напір, м вод. ст.; Q – продуктивність помпи, м³/год; T – річна тривалість роботи, год/рік; η_D – ККД електродвигуна; η_H'', η_H' – ККД нової та старої помпи.

Збільшення ККД pomp до паспортних значень. Якісний ремонт pomp, балансування робочих коліс, нові ущільнення забезпечують підтримання ККД pomp на рівні паспортних та забезпечують мінімальне питоме споживання електричної енергії на подавання води. Ефективність заходів із забезпечення зниження втрат визначають за (3.3.4).

7.2. Покращення завантаження pomp та вдосконалення регулювання їх роботи

Покращення завантаження pomp. Вочевидь, найменша питома витрата електричної енергії на подавання води за максимальної продуктивності помпи, яка безпосередньо залежить від характеристики системи водопостачання.

Регулювання роботи помпи. На практиці помпи працюють у змінному режимі залежно від режиму споживання води. Правильна зміна режиму роботи, тобто раціональне регулювання, забезпечує значне заощадження електричної енергії.

Зміну режиму роботи помпи здійснюють: напірною або приймальним шибером; зміною кількості працюючих pomp; зміною швидкості обертання електродвигуна.

Аналізування способів регулювання дає можливість зробити такі висновки:

- у випадку регулювання засувкою із зменшенням витрати води ККД помпи зменшується, а значення напору збільшується. Відповідно із зменшенням витрати води питоме електроспоживання різко збільшуються;

- у разі регулювання зміною кількості працюючих pomp ККД двигуна та помпи залишаються незмінні. Напір внаслідок зменшення витрати й втрат знижується; питоме споживання електричної енергії також зменшиться;

- у разі регулювання зміни швидкості обертання вала помпи із зменшенням питомого електроспоживання ККД помпи та електродвигуна знижуються, напір також зменшується. Питоме споживання електричної енергії змінюються несуттєво.

Найекономічнішим способом регулювання є зміна кількості працюючих pomp, далі – регулювання швидкості обертання вала двигуна помпи. Найнеекономічніше регулювання – за допомогою шибера. У такому випадку в системі з різкозмінними витратами раціонально регулювати роботу pomp зміною швидкості обертання валу електродвигуна. У системах з постійною витратою раціональнішим буде регулювання зміною кількості працюючих pomp.

Використання шиберів для регулювання допускається тільки для невеликих pomp, а також, коли регулювання проводять упродовж невеликої кількості годин на рік.

Зменшення опору трубопроводів. Причинами підвищення питомих витрат електричної енергії на подавання води є: некоректна конфігурація трубопроводу, коли потік зазнає різких поворотів,

несправність засувов, поганий стан та засміченість пристроїв всмоктування тощо. Усунення цих причин зумовлює зменшення опору трубопроводу і відповідно зменшення витрати електричної енергії.

Втрати напору в трубопроводі для труб на прямій ділянці:

$$\Delta H = \frac{0,083 \cdot \lambda \cdot L \cdot Q^2}{d^5}, \quad (3.3.5)$$

для місцевих опорів:

$$\Delta H = \frac{0,083 \cdot L \cdot Q^2}{d^4}, \quad (3.3.6)$$

де λ – коефіцієнт тертя води (0,02-0,03); L – довжина ділянки трубопроводу, м; Q – дійсна витрата, м³/год; d – діаметр трубопроводу, м.

Ліквідацією в системі трубопроводів зайвої запірної-регулювальної арматури та поворотів або зниження їх опору згладжуванням гострих кутів вдається зменшити питоме електроспоживання на подавання води.

7.3. Зменшення витрат та втрат води

Ліквідація витікання та зменшення витрати води. Витікання, спричинені нещільностями з'єднань трубопроводів і арматури обумовлюють прямі втрати електричної енергії. Значення втрат визначають такими способами:

1) за наявності витратомірів на початку і в кінці ділянки розподільної мережі втрати визначають різницею заміряних витрат води за звітний період на початку та в кінці ділянки. У розгалуженій мережі втрати на окремих ділянках додаються;

2) у розгалуженій мережі із значним внутрішнім об'ємом води втрати можна визначити точним витратоміром.

Виміряні втрати води необхідно помножити на фактичну питому витрату електричної енергії на подавання води цієї помпової установки; отримане значення дорівнює втратам електричної енергії, які викликані поганим станом водопровідної мережі.

Впровадження оборотного водопостачання. Значну кількість води на промислових підприємствах використовують для охолодження різних технологічних установок. Для цього можуть використовувати багато разів у замкненому циклі. Впровадження оборотного

водопостачання скорочує витрату первинної води у 2 рази і забезпечує заощадження електричної енергії на 15 – 20 %.

Розрахунок значення заощадженої електричної енергії можна здійснити за (3.3.1) з урахуванням додаткових витрат енергії, необхідної для подавання води із проміжних водоприймачів на технологічне устаткування.

Зменшення витрат води за рахунок вдосконалення систем охолодження. Для зменшення витрат води рекомендовано такі заходи:

- встановлення системи випарного охолодження металургійних печей і печей термообробки;

- циркуляційні системи охолодження зварювальних апаратів і високочастотних установок;

- дотримання встановлених оптимальних температур води, яка охолоджує різні технологічні агрегати. Перепад температур прямої і зворотної охолоджувальної води повинен бути не меншим ніж 10 – 15 °С;

- влаштування системи послідового охолодження окремих технологічних установок або їх частин;

- використання схем автоматичного керування подаванням води на охолодження.

Вказані заходи можуть зменшити подавання води помповими установками у 2 – 3 рази з відповідним зниженням витрат електричної енергії. Ефект від їх впровадження можна визначений за (3.3.1) і даними зниження витрати води на рік, тис. кВт·год/рік:

$$\Delta W = w \cdot (Q_1 - Q_2) \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (3.3.7)$$

де w – питома витрата електричної енергії на подавання води, визначається за (3.3.2), кВт·год/м³; Q_1 , Q_2 – витрати води до та після впровадження заходів, м³/год; T – річна тривалість роботи помпи, год/рік.

Дотримання встановленої графіком різниці температур води в подавальному та зворотному трубопроводах. Дотримання графіка в разі однакових витрат тепла на опалення шляхом регулювання опалювальних систем та правильного підбору характеристик помпи мережі та електродвигуна до нього зменшують витрати електричної енергії на циркуляцію води в опалювальних системах пропорційно до куба відношення різниці температур у подавальному та зворотному трубопроводах до налагодження системи й після нього. Наприклад, у випадку забезпечення температурного режиму 95 – 70°C замість 95 –

80°C витрата електричної енергії скоротиться у $(95 - 70) / (95 - 80) = 1,65$ рази.

Приклад 3.3.1. Відцентрова помпа подає $Q = 0,0207$ м³/с рідини. Покази манометра на магістральній ділянці $h_{MAN} = 270$ кН/м², вакуометра на всмоктувальному патрубку $h_{BC} = 36$ кН/м². Втрата напору між манометром та точкою приєднання вакуометра $\Delta h = 0,7$ м. Діаметри всмоктувального та напірного трубопроводів однакові. Коефіцієнт корисної дії помпи становить: $\eta_H = 0,82$. Визначити необхідну потужність на валу двигуна.

Розв'язок. 1. Визначимо повний напір помпи із виразу:

$$H = h_{MAN} + h_{BAK} + \Delta h + \frac{v_H^2 - v_{BC}^2}{2 \cdot g}.$$

Оскільки діаметри напірного та всмоктувального трубопроводів рівні, то й швидкості $v_H = v_{BC}$, тобто останній доданок дорівнює 0.

$$H = \frac{270 \cdot 10^3}{1000 \cdot 9,81} + \frac{36 \cdot 10^3}{1000 \cdot 9,81} + 0,7 \approx 32 \text{ м.}$$

2. Визначаємо корисну потужність помпи:

$$P_{KOP} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H;$$

$$P_{KOP} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,0207 \cdot 32 = 6498 \text{ Вт.}$$

3. Розраховуємо потужність на валу помпи:

$$P_B = \frac{P_{KOP}}{\eta_H};$$

$$P_B = \frac{6498}{0,82} = 7900 \text{ Вт.}$$

Двигун обираємо найближчий за потужністю з урахуванням коефіцієнту запасу потужності $k = 1,1$, тобто $P_D = 1,1 \cdot 7,9 = 8,7$ кВт.

7.4. Впровадження частотно-регульованого електропривода

Помпи, як правило, працюють на мережу з протитиском, причому зазвичай статичний напір у мережі становить не менше 20 % повного напору. Винятком є циркуляційні помпи, які можуть працювати на мережу трубопроводів, що практично не має статичного напору.

Зазвичай помпи обладнують нерегульованим електроприводом. Регулювання подавання здійснюють практично одним способом – дроселюванням на стороні нагнітання. Регулювання подавання pomp застосовують у таких випадках:

1) у разі необхідності регулювання кількості рідини, що подається помпою, відповідно до вимог технологічного процесу або у зв'язку з випадковою зміною потреби в рідині. Наприклад, подавання рідини циркуляційною помпою системи охолодження потрібно регулювати залежно від кількості теплоти, що підлягає відведенню; подавання води помпою необхідно змінювати відповідно до режиму водоспоживання;

2) якщо під час роботи регулювання подавання рідини помпою не потрібне, але забезпечення необхідного подавання пов'язане з первинним підрегулюванням помпи. Наприклад, для подавання рідини на певну висоту H за постійних витрат Q та опору гідромережі за каталогом обирають помпу з найближчими більшим номінальними напором та витратою води. Тому для роботи із заданими параметрами напір i (або) витрату води необхідно знизити до потрібних значень. Якщо помпа працює з незмінною швидкістю, то простим способом регулювання подавання є дроселювання, тобто неповне відкриття засувки на напірному трубопроводі помпи.

Характерним прикладом є станції гарячого й холодного водопостачання та системи опалення будівель. Механізми цих станцій, обрані на підставі максимальної продуктивності, значну частину часу працюють з меншою продуктивністю, що визначається зміною потреби в різні періоди часу. За деякими даними середньодобове завантаження pomp холодного водопостачання становить 50 – 55 % від максимального. Наявні системи водопостачання з нерегульованим електроприводом не забезпечують помітного зниження споживаної потужності зі зменшенням витрати води, а також обумовлюють істотне зростання тиску (напору) в системі, що призводить до витікання води й несприятливо позначається на роботі технологічного обладнання й мереж водопостачання.

Проілюструємо енергетичну та технологічну неефективність дросельного регулювання подавання води помпою. Потужність, споживану помпою, визначають за (3.3.1).

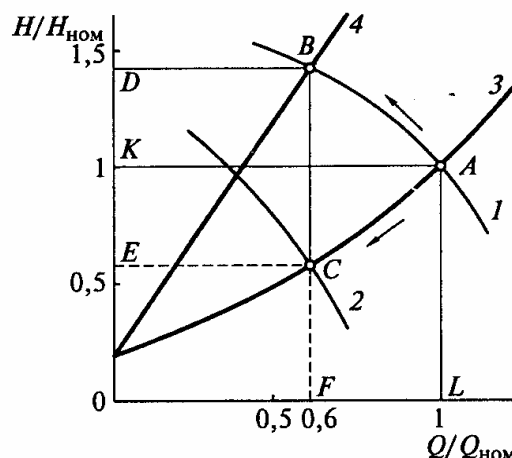


Рисунок 3.3.1 – Характеристики продуктивності відцентрової помпи у випадках дросельного й частотного регулювання

На рис. 3.3.1 зображено характеристики продуктивності відцентрової помпи у випадках дросельного й частотного регулювання. Крива 1 характеризує роботу нерегульованого електропривода на номінальній частоті обертання, крива 3 характеризує роботу магістралі з повністю відкритим шиббером. Значення витрати й напору води показано на рис. 3.3.1 у відносних одиницях з використанням як базових величин номінальних значень витрати $Q_{ном}$ і напору $H_{ном}$. За номінальних значень витрати й напору помпа працює в точці A, а потужність, споживана помпою, пропорційна до площі прямокутника OKAL. Зі зменшенням витрати з нерегульованим електроприводом (на рис. 3.3.1 для прикладу показано витрату води, що становить $0,6 \cdot H_{ном}$) за рахунок дросельного регулювання відбувається зміна опору магістралі (крива 4), помпа працює в точці B кривої 1, що призводить до зростання напору, який стає більшим за номінальне значення, а потужність помпи – пропорційною до площі прямокутника ODBF. Вона неістотно відрізняється від потужності, споживаної за номінальної витрати, отже, й електроспоживання змінюється несуттєво або практично не змінюється.

Необхідно звернути особливу увагу на те, що за умови дросельного регулювання витрати (подавання) води зростає напір (тиск) у системі і практично не вдається знизити енергоспоживання. Експериментальні дані за структурою собівартості pompування 1 м^3

води для різних років показано на рис. 3.3.2. Діаграма наочно підтверджує збільшення частки електричної енергії в загальних витратах на підняття і перекачування води.

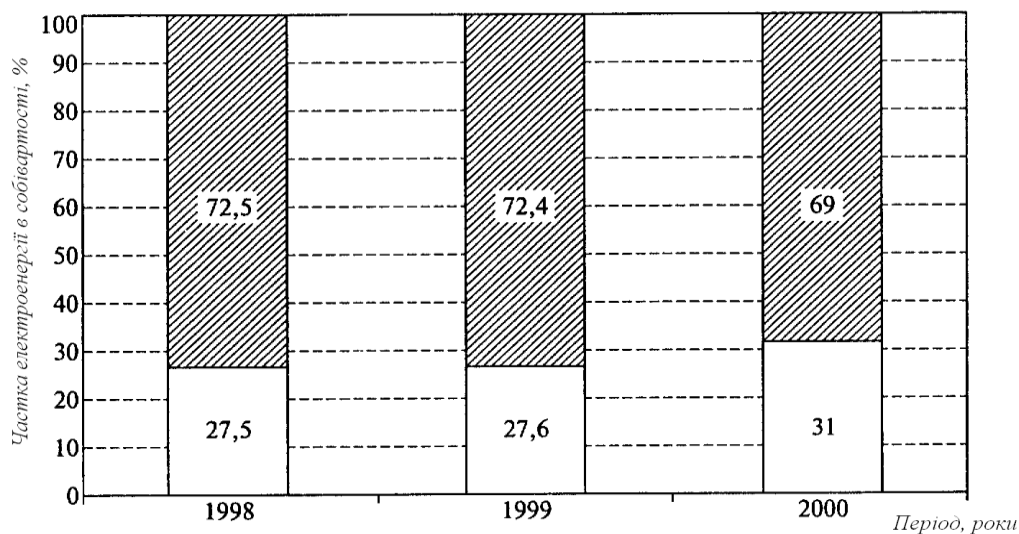


Рисунок 3.3.2 – Частка електричної енергії в собівартості
помпуння 1 м³ води

Враховуючи, що зростання вартості електричної енергії має випереджувальний характер порівняно з вартістю інших витрат, проблема енергозбереження в приводах pomp холодного й гарячого водопостачання стає нагальною. Додатковим аргументом на користь необхідності впровадження на помпових станціях енергоощадних технологій є істотні втрати (витікання) води в системі водопостачання, чому сприяє підвищення тиску (напору) в системі у випадку дросельного регулювання pomp. У табл. 3.3.1 наведено споживання води в Україні на одну людину.

Можливості енергоефективного управління регулюванням швидкості електропривода порівняно з дросельним регулюванням проілюстровано на рис. 3.3.1. За рахунок зменшення швидкості обертання валу помпа працює зі зниженою витратою в точці *C* на кривій 2 за незмінної характеристики магістралі (крива 3). Потужність, споживана електроприводом у цьому випадку, пропорційна до площі прямокутника *OECF*, що наочно ілюструє можливість істотного зниження енергоспоживання впровадженням регульованих електроприводов pomp. Водночас зменшується й напір у системі, що зумовлює зменшення втрат (витікання) води.

Наведемо методики для наближеної порівняльної оцінки енергоспоживання в разі зміни подавання відцентрових pomp за рахунок

дросельного та частотного регулювання швидкості асинхронного двигуна помпи.

Таблиця 3.3.1 – Споживання води на одну людину в Україні

Рік	Споживання води на одну людину, л/добу		Втрати, %
	Всього	У тому числі гарячої	
2004	235	100	65
2009	400	160	40

Як зазначено раніше, сталий режим роботи помпової установки за постійної швидкості приводного електродвигуна визначають за точкою перетину характеристики помпи, що відповідає цій частоті, і характеристики магістралі, приєднаної до помпи. Характеристикою помпи є залежність напору H від витрати Q , яку з достатньою точністю можна подати так:

$$H = H_{0H} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_{НОМ}} \right)^2 - C \cdot Q^2, \quad (3.3.8)$$

де H_{0H} – напір помпи у випадку $Q=0$ і $\omega = \omega_{НОМ}$; $\omega_{НОМ}$ – номінальна швидкість електродвигуна; C – конструктивний коефіцієнт помпи, $C = (H_{0H} - H_{НОМ})/Q_{НОМ}^2$; $Q_{НОМ}$ і $H_{НОМ}$ – номінальні витрата й напір.

Характеристику магістралі визначають за виразом:

$$H = H_C + R \cdot Q^2, \quad (3.3.9)$$

де H_C – статичний напір (протитиск), який відповідає $Q=0$ (закритий шибер); R – коефіцієнт гідравлічного опору магістралі, визначають залежно від діаметру (перерізу) магістралі та її протяжності, а також місцевих опорів, $R = (H_{НОМ} - H_C)/Q_{НОМ}^2$.

Характеристики способів регулювання відцентрової помпи та магістралі наведено на рис. 3.3.3.

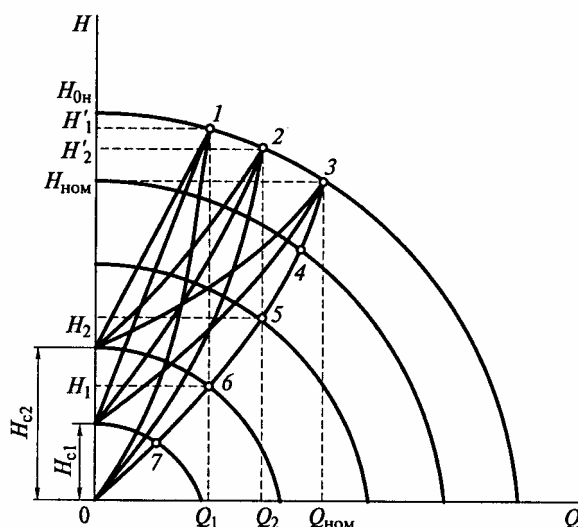


Рисунок 3.3.3 – Характеристики способів регулювання відцентрової помпи: 1, 2, 3 — робочі точки у випадку дросельного регулювання подавання; 4, 5, 6, 7 — робочі точки в разі регулювання подавання за рахунок зміни частоти обертання двигуна

Потужність, яку споживає помпова установка з мережі:

$$P_1 = \frac{P_{MEX}}{\eta_1}, \quad (3.3.10)$$

де P_{MEX} – потужність на валу двигуна помпи, $P_{MEX} = M_C \cdot \omega$; M_C – статичний момент навантаження на валу двигуна; η_1 – ККД двигуна.

Регулювання подавання шиббером ґрунтується на зміні опору магістралі. У цьому випадку для $\omega = \omega_{НОМ} = const$ робоча точка механізму переміщується за $Q-H$ -характеристикою, що відповідає номінальній швидкості двигуна, у бік зниження подавання до точки перетину з новою характеристикою магістралі (точки 1, 2, 3 на рис. 3.3.3).

У випадку електричного способу регулювання подавання робоча точка переміщується за незмінною характеристикою магістралі (точки 4, 5, 6, 7 на рис. 3.3.3). Зі зменшенням подавання зменшується й необхідний напір, що обумовлює зниження статичної потужності, необхідної для роботи помпи із заданою витратою води, порівняно з дросельним регулюванням.

Розглянемо ККД двигуна за різних способів регулювання подавання без урахування втрат у сталі й втрат від струму неробочого ходу.

У разі частотного регулювання, здійснюваного за постійності абсолютного ковзання:

$$\eta_1 = \frac{1}{1 + \frac{\omega_{HOM}}{\omega} \cdot \frac{S_{HOM}}{1 - S_{HOM}} (1 + a)}, \quad (3.3.11)$$

де S_{HOM} – номінальне ковзання двигуна; a – відношення активних опорів фази статора R_1 і ротора R'_2 , $a = R_1 + R'_2$.

За регулювання шиббером, коли $\omega = \omega_{HOM} = const$, ККД двигуна постійний, його обчислюють за виразом:

$$\eta_1 = \frac{1 - S_{HOM}}{a \cdot S_{HOM} + 1}. \quad (3.3.12)$$

Для отримання розрахункових виразів у функції від витрати ковзання двигуна можна подати через витрату. Для цього у формулі (3.3.8) замінимо $\left(\frac{\omega}{\omega_{HOM}}\right)^2$ на $\left(\frac{1 - S}{1 - S_{HOM}}\right)^2$ і, розв'язавши його спільно з виразом (3.3.9) відносно S , отримаємо:

$$S = 1 - (1 - S_{HOM}) \sqrt{h_C + Q_*^2 \cdot (1 - h_C)} = 1 - (1 - S_{HOM}) \cdot A, \quad (3.3.13)$$

де $h_C = \frac{H_C}{H_{OH}}$; $Q_* = Q_{HOM}$; $A = \sqrt{h_C + Q_*^2 \cdot (1 - h_C)}$.

Залежність поданого у відносних одиницях моменту на валу турбомеханізму, який працює на мережу з постійними параметрами, має вигляд:

$$\mu = \mu_{0C} \left(\frac{\omega}{\omega_{HOM}} \right)^2 + (1 - \mu_{0C}) \frac{\omega}{\omega_{HOM}} \sqrt{\frac{(\omega/\omega_{HOM})^2 - h_C}{1 - h_C}}, \quad (3.3.14)$$

де μ – відносний момент на валу турбомеханізму, $\mu = \frac{M}{M_{C\ MAX}}$

($M_{C\ MAX}$ – максимальний статичний момент на валу механізму для $\omega = \omega_{HOM}$); μ_{0C} – статичний момент на валу (M_{0C}) для $Q_* = 0$ (закритій заслонці), поданий у відносних одиницях, $\mu_{0C} = \frac{M_{0C}}{M_{C\ MAX}}$.

Вирази (3.3.13) і (3.3.14) дозволяють подати момент, ККД, швидкість і потужність, споживану з мережі, у функції від витрати води за заданого протитиску. Для універсального використання розрахункових формул доцільно визначати потужність P_1 у відносних одиницях $\left(P_{1*} = \frac{P_1}{P_B}\right)$, прийнявши за базове значення потужності P_B максимальну статичну потужність на валу двигуна $P_{C \text{ МАКС}}$ для $\omega = \omega_{\text{НОМ}}$, тобто $P_B = P_{C \text{ МАКС}} = M_{C \text{ МАКС}} \cdot \omega_{\text{НОМ}}$.

Якщо вважати, що $M_{C \text{ МАКС}} = M_{\text{НОМ}}$ ($M_{\text{НОМ}}$ – номінальний момент двигуна, $M_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\omega_{\text{НОМ}}}$), то базова потужність $P_B = P_{\text{НОМ}}$.

Вирази для розрахунку P_{1*} для різних способів регулювання подавання помпи мають такий вигляд:

для дросельного регулювання:

$$P_{1*} = \frac{[\mu_{0C} + (1 - \mu_{0C}) \cdot Q_*] \cdot (1 + a \cdot S_{\text{НОМ}})}{1 - S_{\text{НОМ}}}; \quad (3.3.15)$$

для частотного регулювання:

$$P_{1*} = [\mu_{0C} \cdot A^3 + (1 - \mu_{0C}) \cdot A^2 \cdot Q_*] \cdot \left[1 + \frac{S_{\text{НОМ}} \cdot (1 + a)}{(1 - S_{\text{НОМ}}) \cdot A}\right]. \quad (3.3.16)$$

Вирази (3.3.15) і (3.3.16) дозволяють розрахувати споживану помпою потужність за дросельного та частотного регулювання залежно від витрати рідини Q_* і здійснити порівняльне оцінювання способів регулювання. Як випливає з (3.3.15), (3.3.16), у випадку дросельного регулювання для заданого значення Q_* споживана потужність P_{1*} залежить від μ_{0C} , a , $S_{\text{НОМ}}$, а для частотного регулювання — від H_C , μ_{0C} , a , $S_{\text{НОМ}}$. Задаючи ці параметри для конкретних умов роботи помпового агрегату й обраного двигуна чи серії двигунів, можна розрахувати значення $P_{1*} = f(Q_*)$.

Таблиця 3.3.2 – Споживана електроприводом відцентрової помпи потужність за дросельного та частотного регулювання залежно від витрати рідини Q_* і статичного напору H_C

Витрата Q_*	P_{1*}					
	Дросельне регулювання	Частотне регулювання				
		$H_C = 0$	$H_C = 0,2$	$H_C = 0,4$	$H_C = 0,6$	$H_C = 0,8$
0	0,41	0	0,04	0,1	0,19	0,29
0,2	0,53	0,01	0,07	0,17	0,27	0,4
0,4	0,65	0,07	0,16	0,26	0,38	0,51
0,6	0,77	0,22	0,32	0,42	0,53	0,65
0,8	0,89	0,52	0,59	0,68	0,75	0,81
1	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02

У табл. 3.3.2 наведено відносні значення споживаної потужності P_{1*} у функції відносної витрати Q_* для дросельного й частотного регулювання та значень $\mu_{0C} = 0,4$, $a = 1$, $S_{НОМ} = 0,04$.

Використовуючи формули (3.3.15) і (3.3.16), можна одержати відомі залежності, що ілюструють перевагу споживання активної енергії за частотного регулювання порівняно з дросельним регулюванням. На рис.3.3.4 наведені залежності $P_{1*} = f(Q_*)$ у випадках дросельного і частотного регулювання, побудовані за даними табл. 3.3.2 для $H_C = 0$. Задаючи витрату (Q_{i*}), можна розрахувати споживану потужність для дросельного (P_{1i*1}) і частотного регулювання (P_{1i*2}) та визначити вигоду споживаної потужності $\Delta P_{1i*i} = P_{1i*1} - P_{1i*2}$, що дозволяє розрахувати зниження річних видатків за вартістю електричної енергії для частотного регулювання асинхронних електроприводів помпових агрегатів в порівнянні з дросельним регулюванням.

Як видно з табл. 3.3.2, зі збільшенням статичного напору H_C знижується заощадження електричної енергії від впровадження частотно-регульованого електропривода, проте за будь-яких значень H_C система технологічної автоматизації забезпечує підтримку постійного тиску H в системі незалежно від витрати, що дозволяє уникати непотрібних надлишків тиску, властивих дросельному регулюванню.

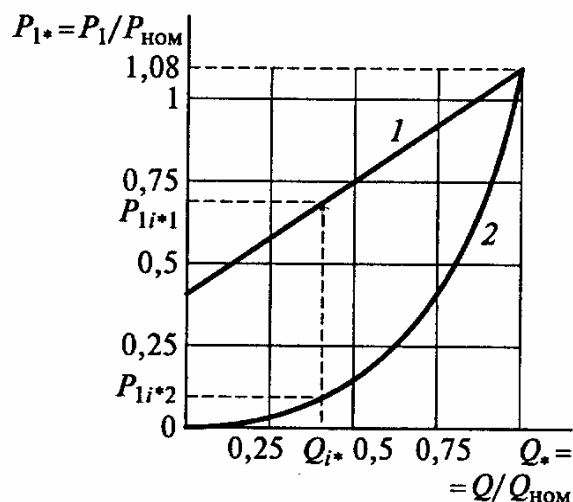


Рисунок 3.3.4 – Залежності $P_{1*} = f(Q_*)$ для дросельного (крива 1) й частотного (крива 2) регулювання

Для оцінення впливу початкового статичного моменту (μ_{0C}) на споживану потужність у табл. 3.3 наведено залежності $P_{1*} = f(Q_*)$ для дросельного та частотного регулювання за $\mu_{0C} = 0$ і $H_C = 0$.

Таблиця 3.3.3 – Споживана електроприводом відцентрової помпи потужність для різних способів регулювання за початкового статичного моменту $\mu_{0C} = 0$ та статичного напору води $H_C = 0$

Спосіб регулювання	Q_*					
	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
P_{1*} , дросельне регулювання	0	0,2	0,41	0,61	0,81	1,02
P_{1*} , частотне регулювання	0	0,01	0,07	0,22	0,53	1,02

Порівнюючи дані табл. 3.3.2 і 3.3.3, бачимо, що зі зниженням μ_{0C} перевага споживаної потужності від використання частотно-регульованого електроприводу зменшується.

Вирази (3.3.15) і (3.3.16) отримано за умови, що ККД помпи дорівнює одиниці і залишається незмінним у всіх режимах роботи. Насправді ККД помпи менше від одиниці й знижується практично за будь-яких відхилень від номінального режиму роботи.

Відзначимо, що для моменту вентилятора статичного навантаження (за $\mu_{0C} = 0$ та квадратичної залежності μ_C від швидкості) відносні значення витрати, напору, моменту та потужності на валу

двигуна (за використання як базових одиниць їх номінальних значень) можуть бути виражені у функції кутової швидкості виразами, які іноді називають законами подібності:

$$Q_* = \frac{Q}{Q_{НОМ}} = \frac{\omega}{\omega_{НОМ}}; \quad (3.3.16)$$

$$H_* = \frac{H}{H_{НОМ}} = \left(\frac{\omega}{\omega_{НОМ}} \right)^2; \quad (3.3.17)$$

$$M_* = \frac{M}{M_{НОМ}} = \left(\frac{\omega}{\omega_{НОМ}} \right)^2; \quad (3.3.18)$$

$$P_* = \frac{P}{P_{НОМ}} = \left(\frac{\omega}{\omega_{НОМ}} \right)^3, \quad (3.3.19)$$

де $\omega_{НОМ}$, $M_{НОМ}$, $P_{НОМ}$ – номінальні швидкість обертання, момент та потужність двигуна.

ККД помпи в цьому випадку вважається постійним.

Приклад 3.3.2. Подача відцентрової помпи становить $Q_1 = 360 \text{ м}^3/\text{год}$ для значення напору $H_1 = 66 \text{ м вод. ст.}$, частота обертання двигуна $n_1 = 960 \text{ об/хв.}$ Коефіцієнт корисної дії помпової установки з урахуванням всіх втрат $\eta_E = 65 \%$. Визначити, якої потужності та з якою частотою обертання треба встановити двигун для підвищення подачі помпи до значення $Q_2 = 520 \text{ м}^3/\text{год.}$ Визначити, як у такому разі зміниться напір помпи.

Розв'язок. 1. Розрахуємо потужність електричного двигуна згідно з (3.3.1):

$$P_1 = \frac{k \cdot Q_1 \cdot H_1 \cdot \gamma}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_E};$$

$$P_1 = \frac{1,3 \cdot 360 \cdot 66 \cdot 1000}{3600 \cdot 102 \cdot 0,65} = 130 \text{ кВт.}$$

2. На основі співвідношень (3.3.16) – (3.3.19) для відцентрових помп:

$$n_2 = \frac{Q_2 \cdot n_1}{Q_1};$$

$$n_2 = \frac{520 \cdot 960}{360} = 1450 \text{ об/хв.}$$

3. Потужність нового двигуна:

$$P_2 = \frac{P_1 \cdot n_2^3}{n_1^3};$$

$$P_2 = \frac{130 \cdot 1450^3}{960^3} = 448 \text{ кВт.}$$

4. Напір, що відповідає заданому подаванню, становить:

$$H_2 = \frac{H_1 \cdot n_2^2}{n_1^2};$$

$$H_2 = \frac{66 \cdot 1450^2}{960^2} = 150 \text{ м вод. ст.}$$

Приклад 3.3.3. Визначити вартість витрат води та електричної енергії, а також загальну економію в разі використання регульованого та нерегульованого електроприводів для помпового агрегату. Параметри асинхронного двигуна (тип АМ160S2У2): $P_{НОМ} = 15$ кВт, $U_{НОМ} = 380$ В, $\eta = 88 \%$, $I_{НОМ} = 29$ А, $n_{НОМ} = 2910$ об/хв, $\cos\varphi_{НОМ} = 0,9$.

Параметри помпи: тип КМ100-80С, подавання $100 \text{ м}^3/\text{год}$, напір 32 м, $n_{НОМ} = 2910$ об/хв.

Дані виконаних замірів витрати води та електричної енергії впродовж тижня для регульованого та нерегульованого електропривода на підстанції машинобудівного підприємства наведено в табл. 3.3.4.

Розв'язок. 1. Розраховуємо вартість витрат води у разі роботи нерегульованого електропривода:

$$З_{В.Н} = E_{В.Н} \cdot T_P \cdot C_1 + E_{В.Н} \cdot T_P \cdot C_2;$$

$$З_{В.Н} = 1253,1 \cdot 252 \cdot 6,216 + 1253,1 \cdot 252 \cdot 5,352 = 3652952,922 \text{ грн};$$

Таблиця 3.3.4 – Залежність витрати енергії від типу електропривода помпового агрегату

День, час добы	Покази лічильників		Витрата за період замірів		Середньодобова витрата	
	води, м ³	електро- енергії, кВт·год	води, м ³	електро- енергії, кВт·год	води, м ³	електро- енергії, кВт·год
Регульований електропривод						
1 – й день, 19.00	399213	154100	6583	1280	940,4	182,86
8 – й день, 19.00	405796	155380				
Нерегульований електропривод						
1 – й день, 19.00	405796	155380	8772	2140	1253,1	307,4
8 – й день, 19.00	414568	157532				

2. Визначаємо вартість витрат води у випадку регульованого електропривода:

$$З_{B,P} = E_{B,P} \cdot T_P \cdot C_1 + E_{B,P} \cdot T_P \cdot C_2;$$

$$З_{B,P} = 940,4 \cdot 252 \cdot 6,216 + 940,4 \cdot 252 \cdot 5,352 = 2741393,894 \text{ грн},$$

де $E_{B,H}; E_{B,P}$ – відповідно середньодобові витрати води в разі використання нерегульованого та регульованого електропривода; $C_1 = 6,216$ – тариф на водопостачання, грн/м³; $C_2 = 5,352$ – тариф на водовідведення, грн/м³; T_P – тривалість роботи помпового агрегату впродовж року, днів.

Зазначимо, що друга складова у цих формулах відображає витрати на повторне очищення води її витікання.

3. Різниця у вартості витрат води для нерегульованого та регульованого електроприводів:

$$З_1 = З_{B,H} - З_{B,P};$$

$$З_1 = 3652952,922 - 2741393,894 = 911559,028 \text{ грн}.$$

4. Вартість витрат електричної енергії для нерегульованого електропривода:

$$З_{E.H} = E_{E.H} \cdot T_P \cdot C_0;$$

$$З_{E.H} = 307,4 \cdot 252 \cdot 1,68 = 130140,864 \text{ грн.}$$

5. Вартість витрат електричної енергії для регульованого електропривода:

$$З_{E.P} = E_{E.P} \cdot T_P \cdot C_0;$$

$$З_{E.P} = 182,86 \cdot 252 \cdot 1,68 = 77415,6096 \text{ грн,}$$

де $E_{E.H}; E_{E.P}$ – відповідно середньодобові витрати електричної енергії у випадку нерегульованого та регульованого електроприводів; $C_0 = 1,68$ – тариф на електричну енергію, грн/(кВт·год); T_P – тривалість роботи помпового агрегату впродовж року, днів.

6. Різниця у вартості витрат електричної енергії для нерегульованого та регульованого електроприводів:

$$З_2 = З_{E.H} - З_{E.P};$$

$$З_2 = 130140,864 - 77415,6096 = 52725,2544 \text{ грн.}$$

7. Загальна різниця у вартості витрат води та електричної енергії:

$$З_{\Sigma} = З_1 + З_2;$$

$$З_{\Sigma} = 911559028 + 52725,2544 = 964284282,4 \text{ грн.}$$

ЛЕКЦІЯ 8

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ВЕНТИЛЯЦІЙНИХ УСТАНОВКАХ

8.1. Загальні положення

Вибір вентилятора для вентиляції промислового приміщення відбувається в такій послідовності.

Визначають кількість повітря, яке необхідне для видалення теплових виділень у приміщенні (Дж/год):

- від згоряння палива:

$$Q = q \cdot m \cdot \eta, \quad (3.4.1)$$

де q – теплотворна здатність палива, Дж/кг; m – витрата палива за одиницю часу, кг/год; η – ККД згоряння палива;

- від матеріалів, що охолоджуються:

$$Q = c \cdot m \cdot (\tau_{\text{П}} - \tau_{\text{К}}), \quad (3.4.2)$$

де c – питома теплоємність матеріалів, Дж/(кг·°C); m – маса матеріалу, що охолоджується за одиницю часу, кг/год; $\tau_{\text{П}}$; $\tau_{\text{К}}$ – початкова й кінцева температура матеріалу, °C;

- від нагрівальних печей:

$$Q = k \cdot F \cdot \eta, \quad (3.4.3)$$

де k – питома тепловилідення поверхні печі, залежить від типу печі й температури нагріву печі, Дж/(год·м²); F – площа поверхні печі, м²; η – ККД теплопередачі, $\eta = 0,7 \div 0,9$;

- від працюючих двигунів:

$$Q = 3600 \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot P, \quad (3.4.4)$$

де k_1 – коефіцієнт використання потужності двигуна, $k_1 = 0,7 \div 0,9$; k_2 – коефіцієнт одночасності вмикання двигунів, $k_2 = 0,5 \div 0,8$; k_3 – коефіцієнт завантаження двигунів, $k_3 = 0,6 \div 0,8$; k_4 – коефіцієнт тепловіддачі в навколишнє середовище, $k_4 = 0,9 \div 1,0$; P – сумарна встановлена потужність двигунів, кВт;

– від освітлення:

$$Q = 3600 \cdot P_{OCB} \cdot \eta, \quad (3.4.4)$$

де P_{OCB} – сумарна встановлена потужність одночасно ввімкнутих світильників, кВт; η – ККД тепловіддачі, для ламп розжарювання $\eta = 0,8$;

– від робітників приміщення:

$$Q = 3600 \cdot w_{ПИТ} \cdot N, \quad (3.4.5)$$

де $w_{ПИТ}$ – питоме тепловиділення одного працівника, ккал/(чол·год), визначають за табл. 3.4.1; N – кількість працівників, чол.

Таблиця 3.4.1 – Залежність тепловиділення людини від її стану й температури приміщення

Стан робітника	Питоме тепловиділення (ккал/(чол·год) за температури (°C)				
	15	20	25	30	35
Відпочинок	100	70	50	30	0
Легка робота	100	70	50	30	0
Робота середньої важкості	110	80	55	35	0
Тяжка робота	110	80	55	35	0

– від сонячної радіації:

$$Q = k \cdot q \cdot F, \quad (3.4.6)$$

де k – коефіцієнт, який характеризує вид засклення, $k = 1,45 \div 0,25$; q – питома сонячна енергія за одну годину відповідного кліматичного району, Дж / (м²·год); F – площа засклення, м².

Сумарне питоме тепловиділення в приміщенні $Q_{сум}$ (Дж/год), на основі якого визначають витрату повітря L_m (м³/год), становить:

$$L_m = \frac{Q_{сум}}{\gamma \cdot c \cdot (\tau_k - \tau_n)}, \quad (3.4.7)$$

де γ – густина повітря, кг/м^3 ; c – питома теплоємність повітря, $\text{Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$; τ_k – температура нагрітого повітря в приміщенні, $^\circ\text{C}$; τ_n – температура повітря зовнішнього середовища, $^\circ\text{C}$.

Далі визначають необхідну витрату повітря для видалення вологи з приміщення, а також необхідну витрату повітря для видалення шкідливих газівиділень в приміщенні; на основі цих розрахунків розраховують найбільшу необхідну витрату повітря для приміщення L .

Визначають кратність оновлення повітря в приміщенні за одиницю часу:

$$m = \frac{L \cdot t}{V}, \quad (3.4.8)$$

де L – потрібна витрата повітря, $\text{м}^3/\text{год}$; t – одиниця часу, $t = 1$ год; V – об'єм приміщення, м^3 .

Вказану кратність оновлення повітря перевіряють за нормативним значенням: якщо розрахункове значення $m \geq m_{\text{норм.}}$, то розрахункове значення витрати повітря задовольняє вимоги, якщо ж ні – перераховують витрату повітря через нормативне значення кратності оновлення повітря.

Для вибору вентиляторів вимушеної вентиляції складають схему вентиляційної мережі, яку показано на рис. 3.4.1.

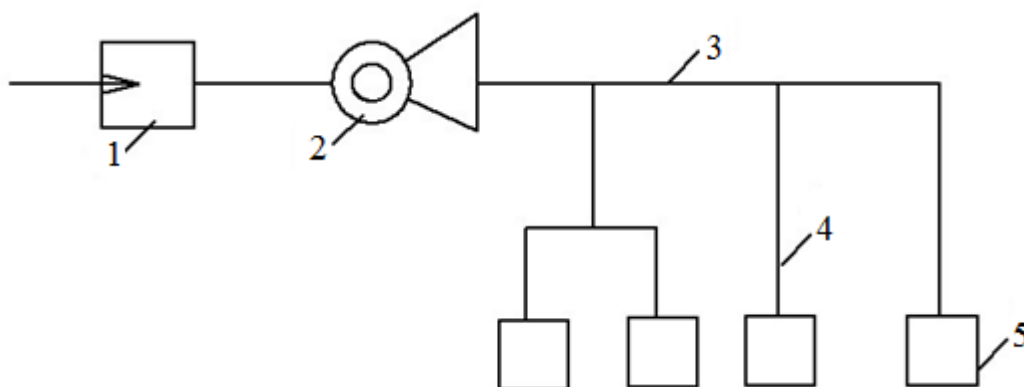


Рисунок 3.4.1 – Схема вентиляційної мережі приміщення
1 – фільтр; 2 – вентилятор; 3 – магістральний повітропровід;
4 – повітропровід відгалуження; 5 – впускний пристрій

Втрату тиску в повітропроводі Δp (Па) визначають для найвіддаленішої ділянки. Сумарну втрату тиску розраховують за:

$$\Delta p = \sum_{i=1}^n (F_i \cdot l_i) + \sum_{i=1}^n (H_{Di} \cdot \xi_i), \quad (3.4.8)$$

де F_i – питома втрата тиску на погонний метр залежн від перерізу й форми трубопроводу на i -й ділянці, Па/м; l_i – довжина i -ої ділянки одного перерізу й форми, м; H_{Di} – динамічний тиск i -ої ділянки, Па; ξ_i – коефіцієнт місцевих опорів i -ої ділянки.

$$H_D = \frac{\gamma \cdot v^2}{2}, \quad (3.4.9)$$

де γ – густина повітря, кг/м³; v – швидкість повітря в окремій ділянці, м/с; для виробничих приміщень у магістралях $v = 8 \div 12$ м/с, у відгалуженнях $v = 2 \div 6$ м/с.

Сумарні втрати тиску для різних відгалужень повинні мати однакові значення.

За значеннями L та Δp за рис. 3.4.2 обирають вентилятор. Для розрахункових значень $\Delta p_{POЗP}$ і $L_{POЗP}$ приймають вентилятор з більшими найближчими значеннями.

Потужність двигуна вентилятора визначають за виразом:

$$P_{ДВ} = \frac{k_3 \cdot L \cdot \Delta p}{\eta_B \cdot \eta_{П}}, \quad (3.4.10)$$

де k_3 – коефіцієнт запасу, приймають $k_3 = 1,1 \dots 1,3$; η_B – ККД вентилятора; $\eta_{П}$ – ККД системи передавання.

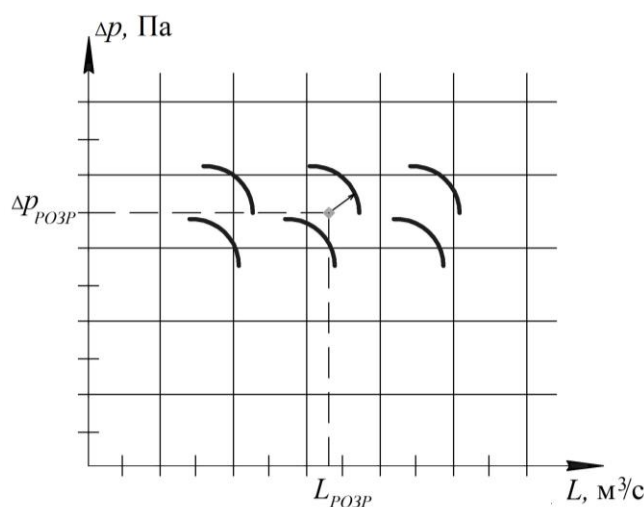


Рисунок 3.4.2 – Робочі частини напірних характеристик конкретних вентиляторів

У процесі роботи вентилятора можлива зміна його продуктивності. Регулювання подавання повітря може відбуватися:

- шиберами вентиляційних каналів (діафрагмування);
- зміною кута нахилу лопатей спрямовального апарата;
- для осьових вентиляторів зміною кута нахилу лопатей робочого колеса;
- використанням регульованого електропривода.

Зменшення витрат електричної енергії у вентиляційних установках можна досягти за рахунок впровадження таких заходів:

- заміна старих вентиляторів новими економічнішими;
- впровадження енергоощадних способів регулювання продуктивності вентиляторів;
- блокування вентиляторів теплових завіс з пристроями відчинення та зачинення воріт;
- вимкнення вентиляційних установок під час перерв, перезмін тощо;
- усунення експлуатаційних дефектів та відхилень від проекту;
- впровадження автоматичного керування вентиляційними установками.

Споживання електричної енергії приводом вентиляторів визначають дослідним шляхом за встановленою потужністю двигунів, кВт·год/рік:

$$W_{\text{ВЕНТ}} = \sum_{i=1}^n k_{B_i} \cdot P_{\text{ВСТ}_i} \cdot t_i, \quad (3.4.11)$$

де n – кількість вентиляційних установок на підприємстві; $P_{\text{ВСТ}}$ – встановлена потужність електродвигуна (за паспортними даними); t – тривалість роботи вентилятора впродовж року, год; k_B – коефіцієнт використання вентиляторів (табл. 3.4.2).

Таблиця 3.4.2 – Значення коефіцієнта використання для різних типів вентиляторів

Тип вентилятора	k_B
Вентилятори загального призначення	0,6 – 0,8
Вентилятори високого тиску	0,75
Вентилятори дробарень	0,4 – 0,5
Газодувки	0,5 – 0,6

8.2. Заміна вентиляторів старих типів на сучасні

Заміна вентиляторів старих типів з низьким ККД на вентилятори нового типу дає річне заощадження електричної енергії, кВт·год:

$$\Delta W = \frac{h \cdot Q \cdot (\eta_2 - \eta_1) \cdot t}{102 \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_E \cdot \eta_M}, \quad (3.4.12)$$

де h – тиск вентилятора, Па; Q – продуктивність вентилятора, м³/с; t – тривалість роботи вентилятора впродовж року, год/рік; η_1 і η_2 – ККД старого та нового вентиляторів; η_E і η_M – ККД електродвигуна та мережі відповідно.

Характеристики деяких вентиляторів наведено в табл. 3.4.3.

Таблиця 3.4.3 – Характеристики вентиляторів

Тип вентилятора	ККД	h , Па	Q , м³/хв
ВМ-200	0,52	155 – 50	100 – 215
ВМ-1	0,61	108 – 115	115 – 172
ВЧПУ-100	0,52	140 – 30	30 – 180
СВМ-4 (одна секція)	0,74	85 – 40	70 – 110
СВМ-4 (дві секції)	0,7	170 – 60	110 – 140
СВМ-5	0,7	130 – 60	80 – 200
СВМ-6	0,7	200	200 – 370

8.3. Впровадження енергоефективних способів регулювання подавання вентиляторів

Розрізняють відцентрові та осьові вентилятори. Характеристики відцентрових вентиляторів аналогічні до характеристик відцентрових pomp. З аеродинамічних способів регулювання для відцентрових вентиляторів широко використовують регулювання поворотом лопатей спрямувального апарата. Ефект регулювання в цьому випадку досягається зменшенням поперечного перерізу вхідного каналу та закручуванням потоку на вході в робоче колесо.

Аеродинамічну характеристику вентилятора типу ДН-12,5-1 з регулюванням зміною кута $\theta_{НА}$ повороту лопатей спрямувального апарата і $n_{НОМ}=1000$ об/хв показано на рис. 3.4.3. Очевидно, що за такого регулювання продуктивності ККД вентилятора істотно зменшиться. Поворот лопатей направляючого апарата може здійснюватися за

необхідністю як вручну, так і оперативно – за допомогою виконавчого двигуна. Проте на практиці пристрої зміни кута установки спрямувального апарата в системах автоматичного регулювання використовують рідко через складність експлуатації та низьку надійність. Ще менш енергоефективним способом регулювання продуктивності вентиляторів є регулювання шибером перерізу вихідного каналу вентилятора, аналогічне до дросельного регулювання помп. Тут відбувається не зміна характеристики вентилятора, як у попередньому випадку, а змінюється характеристика магістралі, як це відбувається в помпових установках.

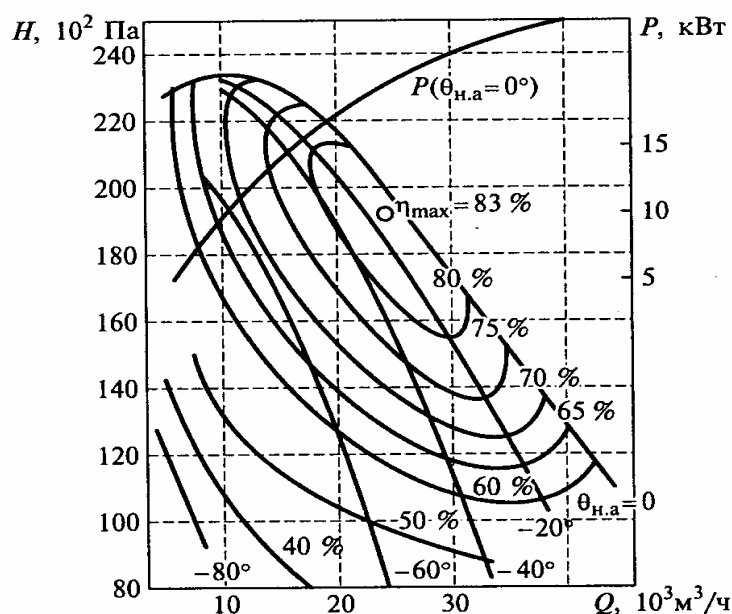


Рисунок 3.4.3 – Аеродинамічні характеристики вентилятора типу ДН-12,5-1 з регулюванням спрямувального апарата і $n_{ном} = 1000$ об/хв

Якщо подавання вентилятора регулювати зміною швидкості обертання, то характеристика мережі відповідає виразу (3.3.9) для $H_C = 0$, тобто $H = R \cdot Q^2$, а ККД вентилятора у всьому діапазоні регулювання залишається постійним.

Потужність, яку споживає з мережі двигун вентилятора (без урахування ККД вентилятора), можна оцінити за виразами, отриманими з (3.3.15) і (3.3.16) за $H_C = 0$ і $\mu_{oc} = 0$. Так, у випадку регулювання шибера:

$$P_{1*} = \frac{1 + a \cdot S_{НОМ}}{S_{НОМ}} \cdot Q_*, \quad (3.4.3)$$

а у випадку частотного регулювання:

$$P_{1*} = Q_*^3 + \frac{S_{HOM} \cdot (1 + a)}{1 - S_{HOM}} \cdot Q_*^2. \quad (3.4.4)$$

Залежності споживаної потужності, побудовані згідно з формулами (3.4.3) і (3.4.4), показано на рис. 3.4.2.

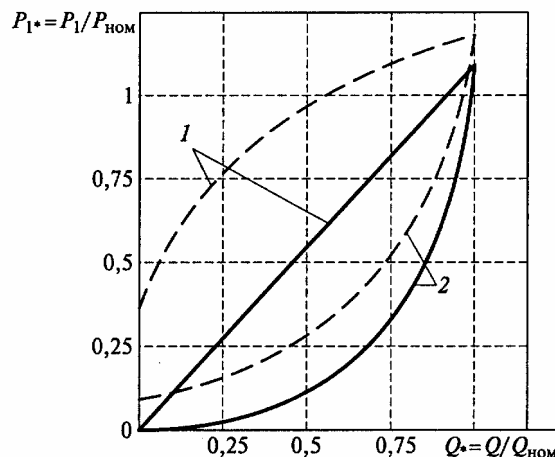


Рисунок 3.4.2 – Залежності зміни потужності, споживаної з мережі електроприводом вентилятора, за регулювання шибера (1) та за частотного регулювання (2)

На рис. 3.4.2 видно, що споживана потужність частотно-регульованого вентилятора значно нижча, ніж регульованого шибером майже за будь-яких значень продуктивності Q_* , за винятком точки номінального режиму. Графіки потужності двигуна з урахуванням ККД вентилятора позначено пунктирною лінією.

Осьові вентилятори мають характеристики, наведені на рис. 3.4.3, які формою відрізняються від характеристик відцентрових машин.

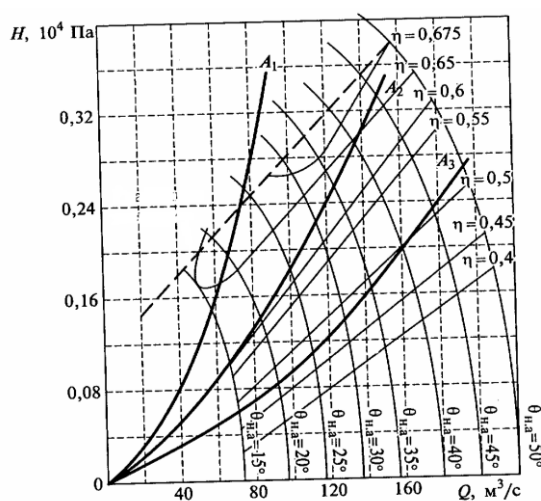


Рисунок 3.4.3 – Експлуатаційні характеристики осьового вентилятора серії В

Відмінність полягає в тому, що ліва частина характеристик осьового вентилятора має провали і є нестійкою, через що його робота можлива тільки в ділянці, нижчій від граничного напору. Права (робоча) частина характеристики осьових машин крутоспадна.

Регулювання подачі осьових вентиляторів здійснюється зміною кута встановлення лопатей робочого колеса. Зазвичай поворот лопатей виконують за зупиненого вентилятора, він триває відносно значний проміжок часу. Цей спосіб регулювання виявляється практично непридатним для систем автоматичного управління. Розроблені конструкції повороту лопатей під час роботи істотно ускладнюють конструкцію вентилятора і зменшують його надійність.

Криві рівних ККД осьового вентилятора (див. рис. 3.4.3) з регулюванням поворотом лопатей розташовуються перпендикулярно до характеристик $H = f(Q)$. Необхідно наголосити, що зі зменшенням напору ККД помітно падає, тоді як у відцентрових машин криві рівних ККД у випадку регулювання спрямовального апарата розташовуються паралельно до характеристик $H = f(Q)$.

Регулювання продуктивності осьового вентилятора зміною швидкості двигуна пов'язане з певними труднощами, яких немає у відцентрових машинах. Якщо встановити кут повороту лопатей $\theta_{HA} = 47^\circ$, то робота на мережу з характеристикою, такою, як OA_1 (рис. 3.4.3), тобто з будь-якою характеристикою, яка проходить лівіше OA_2 , виявиться неможливою, оскільки вентилятор потрапляє в зону нестійкої роботи.

Робота на мережу з характеристикою, що лежить правіше від OA_2 , наприклад OA_3 , неекономічна, оскільки, не зважаючи на регулювання швидкості, ККД вентилятора не перевищить 0,5. Тому зона раціональної роботи осьового вентилятора з регулюванням швидкості досить вузька і в багатьох випадках вимагає комбінованого регулювання: періодичне за значних змін характеристики мережі за допомогою повороту лопатей з одночасною зміною швидкості і безперервне в невеликому діапазоні зміни тільки швидкості. Враховуючи сказане, до регулювання осьових вентиляторів потрібно підходити уважніше, ніж до регулювання відцентрових, з обов'язковим попереднім аналізуванням можливих режимів роботи.

Особливе значення для деяких вентиляторів має застосування регульованого електроприводу, оскільки відомо, що ККД вентиляторів з регульованим електроприводом повинен бути більшим, ніж з нерегульованим, у середньому на 12 %. Окрім підвищення ККД, застосування регульованого приводу вентиляторів дозволяє спростити

конструкцію турбомашин, усунувши спрямувальний апарат, а також забезпечити одночасну роботу двох і більше вентиляторів.

На сьогодні тенденції переходу до регульованого приводу для вентиляторів стали очевидними.

Вентилятори – це механізми з режимом тривалого навантаження та значною тривалістю роботи впродовж року; навантаження на валу приводного двигуна спокійне, перевантажень не виникає. Вентилятори мають значний момент інерції, що необхідно враховувати під час розрахунку пускових характеристик електроприводів.

Необхідний діапазон регулювання швидкості для вентиляторів зазвичай не перевищує 2:1. Глибше регулювання використовується рідко, якщо враховувати кубічну залежність споживаної потужності від частоти обертання.

Пуск вентилятора може бути здійснено як без розвантаження машини, тобто за закритим спрямувальним апаратом, так і з повністю відкритим. У першому випадку максимальний момент під час пуску двигуна вентилятора дорівнює приблизно 0,4 номінального, в другому – номінальному. Під час пуску потужних вентиляторів з великим діаметром робочого колеса звичайно потрібне обмеження прискорень, щоб уникнути надмірних динамічних напруг в лопатях робочого колеса.

Перерахованим вимогам найбільше відповідає частотне регулювання вентилятора. У такому разі, як правило, можна обмежитися використанням простих та недорогих систем частотного регулювання.

8.4. Блокування вентиляторів теплових завіс з пристроями відчинення та зачинення воріт

Для зменшення витрат електричної енергії на привод вентиляторів теплових завіс у більшості випадків пропонують блокувати механізм теплової завіси з пристроєм відчинення та зачинення воріт. Коли ворота відчиняються, автоматично вмикається тепла завіса, а під час зачинення завіса вимикається. Якщо робочі місця розміщено близько до воріт, необхідно встановлювати на теплові завіси двошвидкісні електродвигуни, які автоматично вмикаються на вищу швидкість під час відчинення воріт і перемикаються на нижчу швидкість, коли ворота зачиняються. Потужність електродвигуна під час роботи на низькій швидкості вдвічі менша, ніж під час роботи на вищій швидкості.

Звичайно тепла завіса працює на зниженій швидкості вентилятора (60 – 70 % загальної кількості годин роботи). Якщо прийняти опалювальний сезон тривалістю 4000 год/рік і потужність

електродвигуна 10 кВт, то електродвигун повинен працювати з половинною потужністю 5 кВт 2400 год за рік. Заощадження електричної енергії у такому випадку становить $\Delta W = 5 \cdot (4000 - 2400) = 8000$ кВт·год.

Вимкнення вентиляційних установок під час обідніх перерв і перезмін забезпечує заощадження електричної енергії до 20 %.

8.5. Покращення роботи вентиляторів за рахунок зміни режиму їх роботи

Втрати електричної енергії у вентиляторній установці можна зменшити за рахунок зміни частоти обертання вала, кута встановлення лопатів на робочому колесі осьового вентилятора, повороту лопатей спрямовального апарата тощо.

Заощадження електричної енергії в цьому випадку становитиме, кВт·год:

$$\Delta W = \frac{(h_1 \cdot Q_1 \cdot \eta_1 - h_2 \cdot Q_2 \cdot \eta_2) \cdot t}{102 \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_E \cdot \eta_M \cdot \eta_{PP}}, \quad (3.4.5)$$

де Q_1 і Q_2 – подавання вентилятора до та після зміни режиму його роботи, яке визначають за суміщеними характеристиками вентилятора й вентиляційної мережі, м³/с; h_1 і h_2 – тиск вентилятора до і після зміни режиму, Па; $\eta_E, \eta_{PP}, \eta_M$ – ККД електродвигуна, передачі й електричної мережі (вказаними коефіцієнтами з переходом на новий режим роботи вентилятора для практичних розрахунків можна знехтувати); t – тривалість роботи вентилятора впродовж року, год/рік; η_1 і η_2 – ККД вентилятора до і після зміни його режиму.

8.6. Усунення дефектів під час експлуатації вентиляторних установок

Нерідко під час монтажу, збирання чи ремонту вентиляторних установок допускають відхилення від проекту; ці дефекти призводять до нераціонального споживання електричної енергії.

До них можна зарахувати:

1) роботу осьового вентилятора з перевернутим колесом, у цьому разі ККД вентилятора знижується на 20 – 40 % і відповідно збільшується споживання електричної енергії;

2) збільшення проміжку між робочим колесом і патрубком всмоктування у відцентрових вентиляторах (нормальний проміжок не

повинен перевищувати 1,5 % від довжини лопаті). Недотримання цих умов різко знижує ККД та провокує збільшення споживання електричної енергії. Наприклад, в осьового вентилятора збільшення повітряного проміжку до 3 % довжини лопаті знижує ККД на 5 – 10 %;

3) зняття обтікача перед входом в робоче колесо знижує ККД на 10 %;

4) скорочений дифузор або його відсутність у осьових вентиляторів знижує ККД на 6 %;

5) неякісне виготовлення та монтаж відводів, трійників, колін, придушин, неякісна штукатурка каналів суттєво збільшує опір системи та відповідно споживання електричної енергії;

6) нещільності фланцевих з'єднань, негерметичність з'єднань повітроводів до вентиляторів та інші джерела підсмоктування викликають збільшення витрат електричної енергії.

8.7. Впровадження автоматичного керування вентиляційними установками

1. Пристрій блокування індивідуальних витяжних систем знижує витрату електричної енергії на 25 – 30 %.

2. Пристрій блокування вентилятора повітряних завіс з механізмом відкривання може забезпечити заощадження електричної енергії до 70 %.

3. Пристрій автоматичного регулювання та керування вентиляційними установками залежно від температури зовнішнього повітря дозволяє заощадити електричну енергію до 10 – 15 %.

Приклад 3.4.1. У системі вентиляції згідно з розрахунком повинно бути встановлено двигун з розрахунковою потужністю $P_p = 8,05$ кВт з $n_H = 44$ об/хв. У результаті обстеження виявлено, що для проектної кількості обертів продуктивність становить $12,5$ м³/с, $\eta_{\text{СУМ}} = 0,45$, $T_{\text{МАКС}} = 3600$ год.

Розв'язок. 1. Визначаємо фактично споживану потужність:

$$P_1 = \frac{Q \cdot n_H}{102 \cdot \eta_{\text{СУМ}}};$$

$$P_1 = \frac{12,5 \cdot 44}{102 \cdot 0,45} = 12 \text{ кВт.}$$

2. Різниця між фактичною та розрахунковою потужністю становить:

$$\Delta P = P_1 - P_P;$$

$$\Delta P = 12 - 8,05 = 3,95 \text{ кВт.}$$

3. Визначаємо перевитрату електричної енергії для $T_{\text{МАКС}} = 3600$ год:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\text{МАКС}};$$

$$\Delta W = 3,95 \cdot 3600 = 14220 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

ЛЕКЦІЯ 9

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В КОМПРЕСОРНИХ УСТАНОВКАХ

Використання стисненого повітря як енергоносія набуло широкого застосування в промисловості, однак для його отримання необхідна значна кількість електричної енергії. Особлива потреба в стисненому повітрі – у вугільній, нафтовій машинобудівній промисловостях та в чорній металургії.

Нерідко безпосередні втрати стисненого повітря (витікання в мережах, невиробничі витрати, невідповідність повітряного господарства та незадовільна його експлуатація) сягають 20 – 25 % і в окремих випадках становлять половину вироблення стисненого повітря на підприємстві.

Зменшення споживання електричної енергії для забезпечення підприємства стисненим повітрям можливе за такими напрямками:

- покращення роботи компресорів регулюванням подавання за коливань споживання стисненого повітря;
- автоматизація відкриття клапанів для всмоктування повітря;
- вимкнення зайвих компресорів у разі зниження споживання стисненого повітря;
- зниження номінального робочого тиску компресорної установки;
- впровадження в поршневих компресорах прямооточних клапанів;
- підігрівання стисненого повітря перед пневмоприймачами;
- зміна компресорів старих конструкцій на нові з вищим ККД;
- систематичний контроль витікання стисненого повітря на окремих ділянках, усунення нещільностей у сальниках, трубопроводах, з'єднувальній та запірній арматурі;
- від'єднання окремих ділянок або всієї мережі стисненого повітря в неробочий час;
- заміна стисненого повітря іншими енергоносіями;
- заміна пневмоінструмента на електроінструмент тощо.

9.1. Визначення потужності, яку споживають компресори

Однією із властивостей повітря є його здатність до стискування. Якщо стисненому повітрю надати можливість розширитися, то за рахунок його внутрішньої енергії повітря може виконати відповідну механічну роботу. Якщо процес відбувається за умови постійного тиску, то роботу визначають за виразом:

$$A = p \cdot (V_2 - V_1), \quad (3.5.1)$$

де A – механічна робота, Дж; p – тиск, під дією якого виконується робота, Па; V_1 , V_2 – відповідно об'єми повітря після і до виконання роботи, м³.

Для вироблення стисненого повітря, яке використовується як енергоносі, найбільшого розповсюдження набули компресори об'ємного типу (поршневі, ротаційні, гвинтові) та лопатні компресори (відцентрові, осьові). Основні параметри компресорів наведено в табл. 3.5.1.

Таблиця 3.5.1 – Основні параметри промислових компресорів

Тип компресора	Продуктивність компресора, м ³ /хв	Ступінь стиснення повітря
Поршковий	до 500	2,5 – 1000
Ротаційний	до 500	3 – 12
Гвинтовий	до 300	4 – 15
Відцентровий	100 – 4000	3 – 20
Осьовий	100 – 15000	2 – 20

Найбільшого розповсюдження набули поршкові, відцентрові та гвинтові компресори.

Роботу компресорів легко дослідити за допомогою індикаторної діаграми в системі координат $p-V$. На рис. 3.5.1 показано спрощену індикаторну діаграму теоретичного процесу, що відбувається в поршковому компресорі.

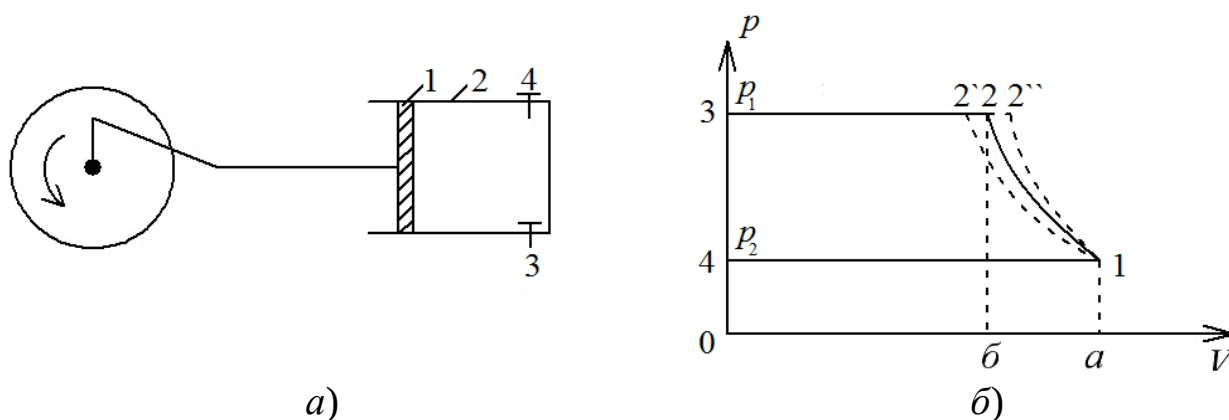


Рисунок 3.5.1 – Схема поршневого компресора (а) та діаграма теоретичного процесу (б)

Під час руху поршня 1 справа наліво в циліндрі 2 з відкритим всмоктувальним клапаном 3 відбувається всмоктування повітря вздовж ліній «4-1». На зворотному русі поршня повітря починає стискатися в циліндрі, оскільки всмоктувальний клапан закритий. Процес стискування відбувається вздовж ліній «1-2», і за умови досягнення тиску p_2 повітря відкриває випускний клапан 4; у подальшому відбувається виштовхування повітря під тиском p_2 – лінії «2-3». Після закінчення виштовхування відкривається всмоктувальний клапан, тиск знижується до атмосферного (p_1) – лінії «3-4», і під час руху поршня вправо починається всмоктування повітря.

Підсумкова робота замкненого (колового) процесу дорівнює алгебраїчній сумі робіт окремих процесів та графічно визначається площиною, обмеженою кривими процесу (рис. 3.5.1, б). Отже, підсумкова робота A складається з таких робіт: $A_{СТ}$ – робота стискування (площина $a-1-2-b$), яка виконується приводом від зовнішнього двигуна; $A_{ВИШТ}$ – робота виштовхування (площина $b-2-3-0$); $A_{ВС}$ – робота всмоктування (площина $a-1-4-0$), що виконується за рахунок атмосферного повітря, зусилля якого діє на поршень у напрямку, оберненому зусиллям двигуна.

Таким чином, підсумкова робота компресора графічно визначається площиною 1-2-3-4, а аналітично виражається рівнянням $A = A_{СТ} + A_{ВИШТ} + A_{ВС}$.

Лінія стискування 1-2 (рис. 3.5.1, б) здебільшого являє собою політропу ($p \cdot V^n = const$, n – показник політропи), яка близько з одного боку до ізотерми (лінія 1-2' – $p \cdot V = const$), а з другого боку – до адіабати (лінія 1-2'' (процесу без теплообміну з навколишнім середовищем) – $p \cdot V^k$, k – показник адіабати).

На основі рис. 3.5.1б потужність двигуна компресора (кВт) можна визначати за виразом:

$$P_K = \frac{k_3 \cdot Q}{60 \cdot \eta_K \cdot \eta_{II}} \cdot \frac{A_{I3} + A_A}{2}, \quad (3.5.2)$$

де k_3 – коефіцієнт запасу; Q – напір компресора, м³/хв; η_K – ККД компресора; η_{II} – ККД системи передавання; A_{I3} , A_A – відповідно робота для ізоtermічного та адіабатичного процесів стиснення до визначеного тиску, кДж/м³, значення якої приведено в табл. 3.5.2.

Таблиця 3.5.2 – Значення A_{I3} , A_A за різних тисків

p , кПа	500	600	700	800	900	1000
A_{I3} , кДж/м ³	158	175	191	204	216	225
A_A , кДж/м ³	200	230	256	280	300	320

Потужність двигуна компресора (кВт) можна визначити за виразом:

$$P_K = \frac{1380}{\eta_{I3} \cdot \eta_{EP}} \cdot \frac{p_1 \cdot Q_K \cdot \gamma_0}{\gamma_g} \cdot \lg \frac{p_2}{p_1}, \quad (3.5.3)$$

де p_1 – початковий тиск всмоктувального повітря, МПа; p_2 – тиск стиснутого повітря, МПа; Q_K – продуктивність компресора, м³/с; γ_0 – густина повітря за температури 273 К та значення тиску 0,1 МПа, кг/м³; γ_g – густина всмоктувального повітря в дійсних умовах, кг/м³; η_{I3} – ізотермічний ККД компресора; η_{EP} – ККД електропривода.

9.2. Зменшення номінального робочого тиску компресорної установки

Зазвичай всіх споживачів забезпечують стисненим повітрям із загальної повітряної мережі, проте для багатьох процесів необхідні різні значення тисків. У випадку використання тиску повітря, вищого за необхідне, відбувається перевитрата електричної енергії на вироблення стисненого повітря. Відповідно, для зниження питомого електроспоживання доцільно підтримувати найменший необхідний тиск у системі.

Зменшення тиску для споживачів стисненого повітря можна досягти за допомогою редуктора, інжектора дроселювання або регуляторів тиску.

Загалом дослідження показали, що зниження тиску виробленого стисненого повітря на 1 % зменшує витрату електричної енергії на 0,5 % [7].

Приклад 3.5.1. Визначити розмір заощадженої електричної енергії за рахунок зменшення робочого тиску в повітрозбірнику з 0,7 до 0,5

МПа за умов: $p_1 = 0,1$ МПа, $Q_K = 0,158$ м³/с, $\eta_{I3} = 0,52$, $\eta_{EP} = 0,82$, $\gamma_g = 0,972$ кг/м³, річна тривалість роботи компресора $T_p = 7000$ год/рік.

Розв'язок. 1. Визначаємо потужність двигуна компресора P_{K1} для значення робочого тиску в повітрязбірнику 0,7 МПа за (3.5.3):

$$P_{K1} = \frac{1380}{0,52 \cdot 0,82} \cdot 0,1 \cdot \frac{1,293}{0,972} \cdot 0,158 \cdot \lg \frac{0,7}{0,1} = 57,5 \text{ кВт.}$$

2. Визначаємо потужність двигуна компресора P_{K2} для значення робочого тиску в повітрязбірнику 0,5 МПа за (3.5.3):

$$P_{K2} = \frac{1380}{0,52 \cdot 0,82} \cdot 0,1 \cdot \frac{1,293}{0,972} \cdot 0,158 \cdot \lg \frac{0,5}{0,1} = 47,6 \text{ кВт.}$$

3. Розраховуємо значення річного заощадження електричної енергії:

$$\Delta W = (P_{K1} - P_{K2}) \cdot T_p;$$

$$\Delta W = (57,5 - 47,6) \cdot 7000 = 69300 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}/\text{рік.}$$

Тобто зниження тиску з 0,7 МПа до 0,5 МПа значно зменшує питоме споживання електричної енергії з одночасним зниженням втрат стисненого повітря на 15 – 20 %.

9.3. Впровадження прямоточних клапанів у поршневих компресорах

У минулому більшість компресорів випускали з кільцевими або дисковими клапанами. Ці клапани мали такі недоліки:

а) прохідні отвори були недостатні, що викликало значний опір проходженню повітря, у результаті знижувалось подавання компресора й збільшувались питомі витрати енергії;

б) довговічність клапанів не перевищувала 3000 годин роботи, тоді як термін експлуатації прямоточних клапанів становив 8000 годин.

Багаторічні випробовування та досвід тривалої експлуатації показав, що у випадку встановлення прямоточних клапанів замість

кільцевих (пластинчастих) питоме споживання електричної енергії на вироблення стисненого повітря знижується в середньому на 13 – 15 %.

Річна нераціональна витрата електричної енергії компресорної внаслідок використання кільцевих клапанів замість прямоточних визначається за виразом, кВт·год:

$$\Delta W = 0,15 \cdot P_K \cdot t, \quad (3.5.4)$$

де $P_K = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi}{1000}$ – потужність, споживана із мережі, кВт; U – напруга мережі, В; I – фактичний струм електродвигуна компресора, А; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності електродвигуна компресора; t – тривалість роботи компресора на рік, год/рік.

9.4. Резонансне надування поршневих компресорів

У системі всмоктування поршневого компресора виникають коливання повітря внаслідок переміщення повітря, яке всмоктується в циліндр, за поршнем, швидкість якого на кожному наступному ході змінюється від нуля до максимуму і від максимуму до нуля. Роль резонатора виконує ємність трубопроводу, яка має власну частоту коливань.

У разі збігу частоти коливання стовпу повітря з власною частотою трубопроводу всмоктування виникає резонанс, що спричиняє стоячі хвилі тиску, збільшуючи тиск повітря у клапанах в кінці ходу всмоктування, завдяки чому заповнення циліндра і напір компресора збільшується.

Для досягнення резонансу використовують систему ємність – трубопровід – вторинна ємність – вторинний трубопровід (рис. 3.5.2).

Вміст ємності визначають шляхом вимірювання питомої витрати електричної енергії на вироблення стисненого повітря в разі зміни об'єму резонаторів – спочатку малого V_2 , а потім великого V_1 . Оптимальне значення об'ємів малого та великого резонаторів визначається дослідним шляхом.

Як показує практика, використання резонансного надування поршневих компресорів зменшує питомі споживання електричної енергії.

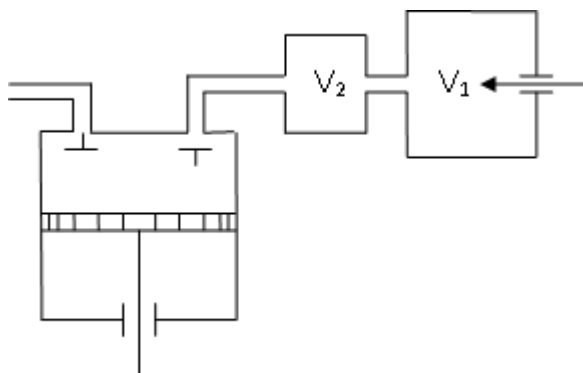


Рисунок 3.5.2 – Схема резонансного надування поршневих компресорів

9.5. Підігрівання стисненого повітря перед пневмоприймачами

Одним з ефективних заходів з економії електричної енергії під час використання стисненого повітря є теплоізоляція повітряпроводу, яка дозволяє подати стисле повітря з підвищеною температурою. У такому випадку зменшується витрата повітря і відповідно втрати електричної енергії.

Розмір річного заощадження електричної енергії за рахунок встановлення теплоізоляції повітропроводу визначають за виразом, кВт·год/рік:

$$\Delta W = 0,22 \cdot Q \cdot \Delta \tau \cdot w \cdot t, \quad (3.5.5)$$

де Q – витрата стисненого повітря, м³/хв; $\Delta \tau$ – різниця температури до встановлення теплоізоляції повітропроводу та після (в середньому на рік), °С; w – питома витрата електричної енергії на вироблення 1 м³ стисненого повітря, кВт·год/м³; t – тривалість роботи компресорної установки впродовж року, год/рік.

9.6. Заміна компресорів на нові з вищим коефіцієнтом корисної дії

Використання компресорів досконаліших конструкцій замість застарілих дає значне заощадження електричної енергії, тис. кВт·год/рік:

$$\Delta W = \left(\frac{P_1}{\eta_1} - \frac{P_2}{\eta_2} \right) \cdot t \cdot 10^{-3}, \quad (3.5.6)$$

де t – тривалість роботи компресора, год/рік; P_1 – потужність електродвигуна компресора старої конструкції, кВт; P_2 – потужність

електродвигуна компресора нової конструкції, кВт; η_1 – ККД електродвигуна компресора старої конструкції, %; η_2 – ККД електродвигуна компресора нової конструкції, %.

9.7. Витрати стисненого повітря, технічної води, кисню, інших рідин та газів внаслідок незадовільного стану трубопроводів, з'єднувальної чи запірної арматури

Витрати енергоносія в трубопроводі визначають за наявності витратомірів на початку і в кінці розподільчої мережі витрата становить (кг/год, м³/хв тощо):

$$\Delta Q = Q_{\Pi} - Q_K, \quad (3.5.7)$$

де Q_{Π} і Q_K – витрата енергоносія за звітний період відповідно на початку і в кінці ділянки.

Вимкнення окремих ділянок. На початку магістралі встановлюють витратомір і від'єднують від всіх споживачів. Прилад у такому разі показує витікання ΔQ , далі вимірюють витрату Q всіх працюючих споживачів.

Витрата, %:

$$\Delta q = \frac{\Delta Q}{Q} \cdot 100 \%. \quad (3.5.8)$$

Вимірювання спаду тиску в розподільній мережі. На початку мережі встановлюють витратомір, манометр та термометр.

1-ий спосіб:

$$\Delta m = \frac{V_0 \cdot 60}{R \cdot t} \cdot \left(\frac{p_1}{T_1} - \frac{p_2}{T_2} \right) \cdot \frac{\Delta p_1}{\Delta p_{CP}}, \quad (3.5.9)$$

де V_0 – внутрішній об'єм вимкненої магістралі; R – газова стала енергоносія (для повітря $R = 287,2$ Дж/(кг·К)); t – час, впродовж якого проводилось випробовування, хв.; p_1, T_1 – початковий тиск, Па і температура у вимкненій мережі, К; p_2, T_2 – те ж через проміжок часу, що дорівнює t ; $\Delta p_{CP} = \frac{p_1 + p_2}{2} - p_0$; $\Delta p_1 = p_1 - p_0$.

Витрату визначають, %:

$$\Delta q = \frac{\Delta m}{\gamma_0 \cdot V} \cdot 100 \%, \quad (3.5.10)$$

де γ_0 – густина повітря, кг/м³; V – годинна витрата повітря в магістралі за приєднаних споживачів.

2-ий спосіб. Спад тиску в мережі за вимкнених споживачів вимірюють кожні 15 – 30 с упродовж випробування.

Втрати енергоносія перераховуються на втрати електричної енергії шляхом множення значення втрат енергоносія на значення питомої норми споживання електричної енергії цієї компресорної установки.

9.8. Зменшення витоків стисненого повітря

Витоки стисненого повітря є потужним джерелом енергетичних втрат, а також суттєво збільшують експлуатаційні витрати. Зі збільшенням витоків тиск у системі зменшується, пневматичне обладнання працює з нижчим рівнем енергоефективності, що негативно впливає на виробничий процес. Зазвичай, єдиним способом є збільшення робочого тиску для компенсації втрат. Перший крок до зменшення втрат на витікання полягає у визначенні можливих затрат та складанні комплексної програми відповідних заходів. Постійне контролювання роботи системи стисненого повітря та відповідне технічне обслуговування забезпечать значний прогрес у зменшенні витікання.

Витікання стисненого повітря відбувається головним чином у триходових кранах та через отвори в шлангах і залежать від тиску в мережі, діаметрів отворів.

Таблиця 3.5.3 – Втрати потужності, обумовлені витіканням стисненого повітря

Діаметр, мм	Витікання повітря для 7 бар, л ³ /с	Еквівалентна потужність, кВт
0,4	0,2	0,1
1,6	3,1	1,0
3,0	11,0	3,5

Втрати електричної енергії на витікання стисненого повітря орієнтовно визначають виразом, кВт·год:

$$\Delta W = \alpha \cdot n \cdot w \cdot t, \quad (3.5.11)$$

де α – витрата повітря через нещільності арматури та шлангів, м³/хв;
 n – кількість точок, де необхідно усунути витікання стисненого повітря;

w – питоме споживання електричної енергії на вироблення 1 м³ стисненого повітря, кВт·год/ м³; t – тривалість перебування повітропроводу під тиском, год.

Приклад 3.5.1. На підприємстві встановлено компресор типу ВП-2018. Визначити вартість втрат електричної енергії за рахунок витікання через дутлину в повітропроводі діаметром 12 мм, питома витрата становить 0,1 кВт/м³, повітропровід перебував під тиском 1256 год.

Розв'язок. 1. Розраховуємо втрати електричної енергії на витікання стисненого повітря за виразом (3.5.11):

$$\Delta W = 8 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1256 = 1004,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

2. Вартість зекономленої енергії з урахуванням тарифу $C_0 = 1,68$ грн/(кВт·год) становить:

$$B = \Delta W \cdot C_0;$$

$$B = 1004,8 \cdot 1,68 = 1688,06 \text{ грн/(кВт} \cdot \text{год)}.$$

9.9. Заміна стисненого повітря іншими енергоносіями

Використання стисненого повітря для приводу різних механізмів зазвичай супроводжується втратами його внаслідок зношування ущільнювальних манжет та запірних кранів. Крім того, волога стисненого повітря викликає корозію пневматичних пристроїв, що сприяє збільшенню витікання.

Нині на виробництві пневматику замінюють на електропривод у таких процесах, як вибивання опоки в ливарних цехах, очищення литва, механічне оброблення виробів ручним інструментом, подавання землі із розподільних бункерів, підймання води з артезіанських свердловин, клепальні роботи, заміна пневмоінструмента на електроінструмент тощо.

Вибивання опок у ливарному цеху. Вибивна ґратка з механічним приводом робить коливальні рухи, що створюються за допомогою вала з ексцентрично насадженими роликowymi підшипниками, на які спирається ґратка. Під час обертання вала ґратка коливається з частотою, що дорівнює частоті обертання вала. Вал приводить до руху електродвигун. Продуктивність ґратки з електродвигуном набагато більша від продуктивності ґратки з пневматичним приводом, а питоме споживання електричної енергії на вибивання в 15-20 разів зменшується.

Очищення литва після вибивання. Очищення піскометальним апаратом потребує значної кількості стисненого повітря (200-300 м³/год) та потужної вентиляції для відсмоктування пилу з камери.

На багатьох підприємствах нині замість піскометальних установок використовуються дробометальні. У такому випадку потужність електродвигунів на дробометальних установках не перевищує 10 кВт, а споживання електричної енергії в 4 рази менше, ніж у разі піскометального очищення.

9.10. Заміна пневмоінструмента електроінструментом

Пневматичний ручний інструмент використовують для свердлильних, шліфувальних, клепальних робіт тощо. Коефіцієнт корисної дії ручного пневмоінструмента занадто низький, що обумовлює доцільність та енергоефективність заміни пневмоінструмента електроінструментом. У середньому заощадження електричної енергії у такому разі становитиме 7 – 10 % [7].

Значний ефект забезпечується впровадженням у шахтах електровідбійних молотків замість пневматичних. Так, електровідбійні молотки мають ККД блізно 6 % порівняно з пневматичними, в яких ККД становить 11 %, витрата електричної енергії у такому випадку скорочується в 10 разів.

Суттєве заощадження електричної енергії (у 2 – 3 рази) на бункерах розбору забезпечує заміна пневматичних вібраторів електричними.

У випадку, коли ККД стисненого повітря в споживачів становить 3 – 4 % первинної мережі [7], доцільно замінювати стиснене повітря вентиляторним дуттям.

9.11. Заміна стисненого повітря вентиляторним дуттям

Нерідко використання стисненого повітря неенергоефективне та пов'язане зі значними втратами електричної енергії, що потребує заміни стисненого повітря вентиляторним дуттям.

Значення ККД електричної установки з вентиляторним пристроєм η_{EY} можна визначити за виразом:

$$\eta_{EY} = \eta_{MB} \cdot \eta_{TP} \cdot \eta_{MH} \cdot \eta_{EB}, \quad (3.5.10)$$

де η_{MB} – ККД мережі високої напруги (0,9 – 0,95); η_{TP} – ККД трансформатора (0,85 – 0,9); η_{MH} – ККД мережі низької напруги (0,95); η_{EB} – ККД електродвигуна та вентилятора (0,7 – 0,8).

Значення ККД передавання стисненого повітря η_{PE} орієнтовно визначають за виразом:

$$\eta_{PE} = \eta_{KC} \cdot \eta_{PM} \cdot \eta_{СП}, \quad (3.5.11)$$

де η_{KC} – ККД компресорної установки (0,6 – 0,7); η_{PM} – ККД розподільної мережі стисненого повітря (0,65); $\eta_{СП}$ – ККД споживача стисненого повітря (0,2 – 0,3).

У середньому на вироблення 1000 м³ стисненого повітря необхідно близько 100 – 120 кВт·год, а у разі використання старих компресорів близько 160 кВт·год [7].

ЛЕКЦІЯ 10

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ДУГОВИХ СТАЛЕПЛАВИЛЬНИХ ПЕЧАХ

10.1. Загальні положення

Дугові сталеплавильні печі є одними з найпотужніших споживачів електричної енергії, їхня потужність може перевищувати 100 МВ·А.

Процес плавлення сталі в дуговій печі поділяють на три різні за споживанням електричної енергії та технологічними ознаками періоди: розплавлення твердої шихти, окиснення (кипіння) та відновлення (рафінування).

У період розплавлення піч споживає найбільшу потужність, витрати електричної енергії за цей період становлять 50 – 60 % всієї енергії, витраченої за цикл плавлення. Період розплавлення характеризується значною кількістю коротких замикань, що може сягати значень понад 100 – у разі допустимої тривалості одного замикання до 2 – 8 с.

У період окиснення енергія витрачається на проведення хімічних реакцій та компенсацію теплових втрат; споживана потужність становить 70 – 75 % від номінальної, напруга є зниженою. У зв'язку з кипінням металу можливі короткі замикання, довжина дуги становить декілька десятків міліметрів.

У період відновлення споживана потужність становить 0,4 – 0,5 від номінальної. Довжина дуги сягає декількох сантиметрів. Енергетичний режим порівняно спокійний. Графік потужності та напруги процесу плавлення показано на рис. 4.2.1.

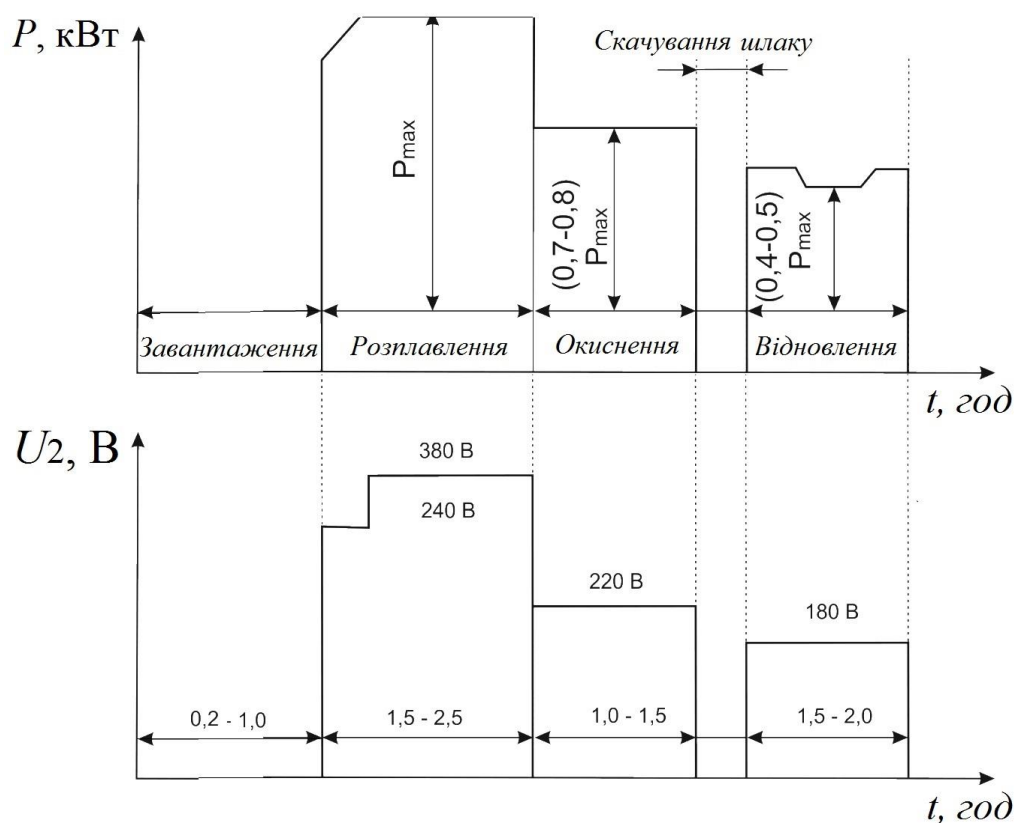


Рисунок 4.2.1 – Графік потужності та напруги процесу плавлення дугової печі

Особливу цікавість викликають залежності електричних та техніко-економічних показників печі від струму дуги, які дозволяють зробити висновки щодо рівня ефективності роботи печі. Для цього будують схему заміщення дугової печі, в якій всі опори зводять до напруги вторинної обмотки трансформатора. Розраховують струм експлуатаційного короткого замикання для опору дуги, що дорівнює нулю:

$$I_{K3} = \frac{U_{2\phi}}{\sqrt{r_{PP}^2 + x_{PP}^2}}. \quad (4.2.1)$$

де $U_{2\phi}$ – фазна напруга вторинної обмотки трансформатора, В; r_{PP} , x_{PP} – відповідно сумарний активний та реактивний опори схеми живлення з урахуванням зведення опорів до $U_{2\phi}$, Ом.

Для розрахунків приймають припущення, що параметри схеми є однаковими для всіх фаз, напруга дуги має синусоїдну форму, режим роботи є стаціонарним, а значення індуктивного опору не залежить від струму. Значення струму дуги змінюється до I_{K3} .

Вирази для розрахунків електричних показників мають вигляд:

- повна активна потужність:

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot (R + r_{\text{ПР}}) = 3 \cdot I \cdot \sqrt{U_{2\Phi}^2 - (I \cdot x_{\text{ПР}})^2}; \quad (4.2.2)$$

- активна потужність дуги:

$$P_{\text{Д}} = P - \Delta P; \quad (4.2.3)$$

- втрати активної потужності:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r_{\text{ПР}}; \quad (4.2.4)$$

- коефіцієнт потужності:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}; \quad (4.2.5)$$

- електричний ККД:

$$\eta_{\text{ЕЛ}} = \frac{P_{\text{Д}}}{P}; \quad (4.2.6)$$

- реактивна потужність:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (4.2.7)$$

- повна потужність:

$$S = 3 \cdot U_{2\Phi} \cdot I; \quad (4.2.8)$$

- напруга дуги:

$$U_{\text{Д}} = \sqrt{U_{2\Phi}^2 - (I \cdot x_{\text{ПР}})^2} - I^2 \cdot r_{\text{ПР}}; \quad (4.2.9)$$

Техніко-економічні показники визначають за виразами:

- питома продуктивність печі (т/год):

$$g = \frac{P_{\text{Д}} - \Delta P_{\text{ТЕПЛ}}}{340}; \quad (4.2.10)$$

- питомі витрати електричної енергії (кВт·год/т):

$$w = \frac{P}{g}; \quad (4.2.11)$$

- питома тривалість плавлення (год/т):

$$t = \frac{1}{g}; \quad (4.2.12)$$

- повний ККД (добуток електричного ККД на тепловий):

$$\eta = \eta_E \cdot \eta_T = \frac{340}{w}. \quad (4.2.12)$$

Теплові втрати печі становлять $\Delta P_{ТЕПЛ} = (0,15 - 0,2) \cdot P_{Д МАХ}$ та постійні в разі різних струмів печі.

Число 340 є теоретичними питомими витратами електричної енергії (кВт·год) для плавлення 1 т металу та доведення його до температури розливу.

Електричні та техніко-економічні показники печі графічно зображено у функції струму дуги на рис. 4.2.2. На основі мінімального значення питомих витрат електричної енергії та максимальної продуктивності визначають економічну зону регулювання струму печі. Якщо на підприємстві дефіцит електричної енергії, то доцільно працювати з мінімальними питомими витратами електричної енергії (струм I_1), якщо потрібна максимальна продуктивність, то робочою точкою буде струм I_2 .

З економічного погляду сучасні надпотужні печі розробляють переважно на значні ємності (100 – 200 т, діаметр ванни 6 – 7 м) та потужністю трансформаторів (до 160 МВт) для мінімізації тривалості плавлення. Встановлена потужність обмежується, по-перше, допустимою густиною струму графітових електродів, яка становить приблизно 30 А/см², що обумовлює діаметри електродів близько 0,6 м у випадку значення струму 80 кА. Подальше збільшення діаметра обмежується механічною міцністю електродів, недостатньою для їх утримання електродотримувачами.

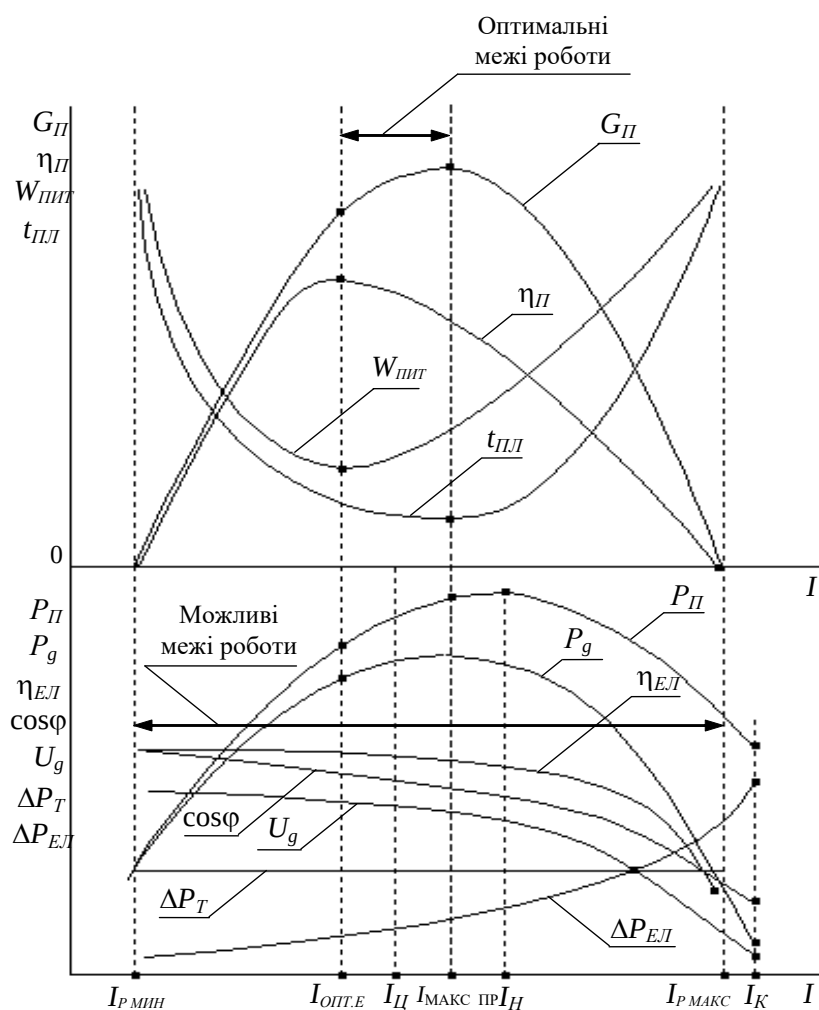


Рисунок 4.2.2 – Графіки електричних та техніко-економічних показників роботи дугової печі

По-друге, обмеження пов'язані зі ступенем негативної дії нестабільного режиму горіння дуги на живильну енергосистему, особливо в період розплавлення. Необхідна потужність короткого замикання енергосистеми повинна перевищувати встановлену потужність печі у 80 – 100 разів.

Приклад енергетичного балансу сучасної дугової печі наведено на рис. 4.2.3.

Останнім часом зросла роль дугових печей постійного струму. Послаблення взаємодії на живильну мережу в разі безперервного горіння дуги дозволили створити печі ємністю до 150 т. Конструкція такої печі аналогічна до печей змінного струму, однак застосовується лише один графітовий електрод із від'ємною полярністю (рис. 4.2.5).

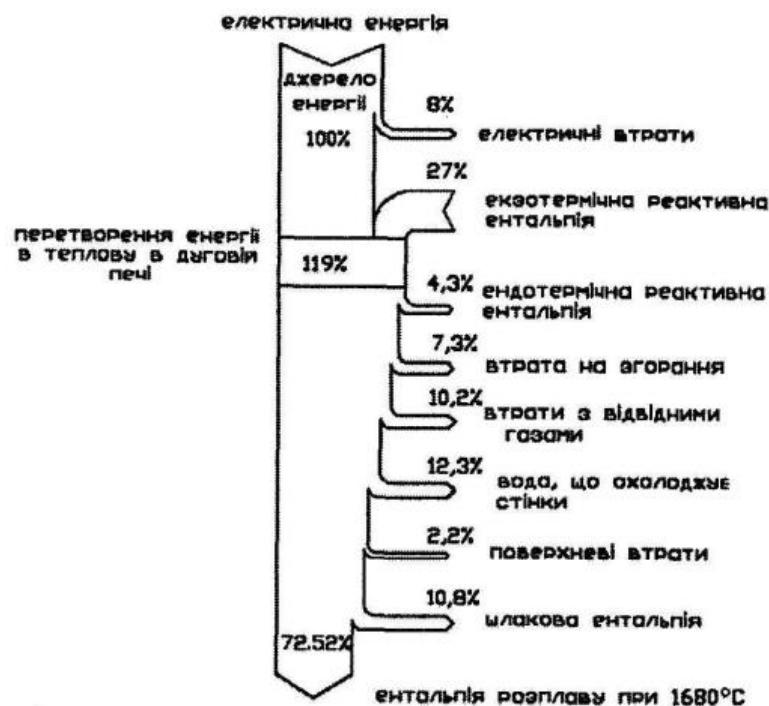


Рисунок 4.2.3 – Енергетичний баланс трифазної дугової печі

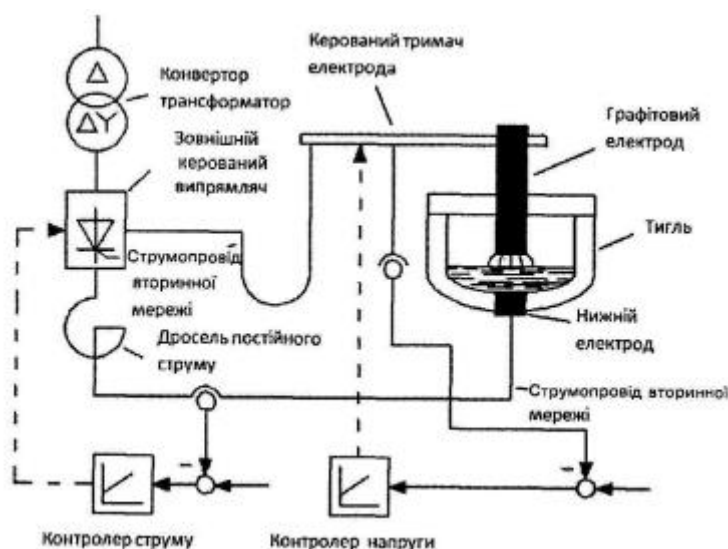


Рисунок 4.2.4 – Схема дугової печі постійного струму

Питома витрата електричної енергії на виплавку 1 т сталі в дуговій сталеплавильній електропечі:

$$\Delta W = \frac{P \cdot \cos \varphi \cdot T_2}{G} + \frac{\Delta P_3 \cdot T_3}{G \cdot \eta_{EL}} + \frac{\Delta P_1 \cdot T_1}{G \cdot \eta_{EL}} = \frac{P \cdot \cos \varphi \cdot \Delta W_T}{P \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{EL} - \Delta P_a} + \frac{\Delta P_3 \cdot T_3}{G \cdot \eta_{EL}} + \frac{\Delta P_1 \cdot T_1}{G \cdot \eta_{EL}}, \quad (4.2.13)$$

де P – підведена до трансформатора (з боку ВН) потужність, кВт; T_1 – тривалість періоду простою: злив металу, очистка печі, заварювання поду і стін, завантаження металу, год; T_2 – період розплавлення металу,

год; T_3 – період кипіння і рафінування, год; G – маса садки, т; ΔP_1 – потужність теплових втрат у період простою, кВт; ΔP_2 – потужність теплових втрат печі у період розплавлення металу, кВт; ΔP_3 – потужність теплових втрат у період кипіння й рафінування, кВт;

$$\eta_{EL} = \frac{P_D}{P_{ДОД}} \cdot 100\% = \frac{P - P_{ДОД}}{P_{ДОД}} \cdot 100\%;$$

P_D – потужність дуги, кВт; $P_{ДОД}$ – втрати електричної потужності в дроселі, трансформаторі, провідниках, електродах, кВт; ΔW_T – теоретично необхідна витрата електричної енергії на розплавлення 1 т металу, кВт·год.

У табл. 4.2.1. наведено деякі техніко-економічні показники дугових сталеплавильних печей.

Таблиця 4.2.1 – Техніко-економічні показники дугових сталеплавильних печей

Місткість печі, т	0,5	1,5	3	5	10	40	80	120	180
Потужність трансформатора, МВА	0,4	1,0	1,8	2,8	5,0	9,0	15	25	40
Найбільша вторинна напруга, В	212	224	245	260	280	320	360	400	480
Питома витрата електричної енергії, кВт·год/т	650	600	550	500	470	440	420	415	410

Аналізування виразу (4.2.3) дозволяє зробити такі висновки:

а) перший доданок – витрата електричної енергії на розплавлення 1 т сталі, який залежить від ККД печі та теплових втрат печі;

б) витрата енергії на кипіння та рафінування обернено пропорційна до маси садки;

в) витрата енергії, обумовлена простоєм печі, також обернено пропорційна до маси садки і прямо пропорційна до тривалості простою печі, тобто значною мірою залежить від способу завантаження печі.

Таким чином, до енергоощадних заходів необхідно зарахувати:

- підвищення маси садки та вдосконалення підготовки шихти;
- зниження електричних та теплових втрат печі;
- зменшення простоїв печі;
- оптимізацію електричних та технологічних режимів роботи печі.

10.2. Підвищення маси садки та вдосконалення підготовки шихти

Підвищення маси садки. Питомі витрати електричної енергії залежать від маси садки, внаслідок цього доцільно перевантажувати печі за ємністю, збільшуючи порівняно з номінальною масу завалки. Залежно від потужності пічного трансформатора, розмірів ванни печі та стійкості футерівки для кожної печі потрібно обрати оптимальне значення перевантаження (табл. 4.2.2).

Таблиця 4.2.2 – **Оптимальна маса завалки в дугових сталеплавильних печах**

Номінальна місткість печі, т	Під час плавлення звичайної сталі, т	Під час плавлення сталі підвищеної якості, т
0,5	0,8-0,9	0,7-0,8
1,5	2,3-2,5	2,0-2,2
3,0	4,4-5,0	3,8-4,2
5,0	7,5-8,0	6,0-7,0
8,0	11-13	9,6-11
10,0	14-16	12-13
15,0	20-23	18-20
20,0	28-31	24-28
30,0	40-42	35-38
40,0	50-55	46-50

Приклад 4.2.1. Електропіч номінальною ємністю 5 т у разі середнього завантаження в 4,5 т має питому витрату енергії 750 кВт·год/т. Розроблені заходи дозволяють довести масу шихти до 7 т, тобто до 140 % номінальної місткості. Визначити значення заощадженої електричної енергії, зумовлене впровадженням запропонованих заходів.

Розв'язок. 1. Визначаємо вихідні питомі витрати електричної енергії та питомі витрати після проведення заходів зі збільшення завантаження, які становлять відповідно 102 і 89 % від питомої витрати енергії в разі стовідсоткового використання місткості печі.

2. Розраховуємо значення заощадженої електричної енергії від розроблених заходів:

$$\Delta W_1 = 1,02 \cdot w_H; \Delta W_1 = 1,02 \cdot 750 = 765 \text{ кВт} \cdot \text{год/т};$$

$$\Delta W_2 = 0,89 \cdot w_H; \Delta W_2 = 0,89 \cdot 750 = 667,5 \text{ кВт} \cdot \text{год/т}.$$

3. Визначити значення заощадженої електричної енергії, зумовлене впровадженням заходів:

$$\Delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2;$$

$$\Delta W = 765 - 667,5 = 97,5 \text{ кВт} \cdot \text{год/т.}$$

Тобто, впровадження запропонованих заходів дозволить зменшити споживання електричної енергії на 97,5 кВт·год/т.

Попереднє підготування шихти. Шихта до її завантаження в піч повинна бути підготовлена таким чином, щоб у процесі її плавлення не виникало необхідності додаткових «підвалок». Це забезпечується підбором оптимальної об'ємної маси шихти, яка для печі місткістю 1 – 5 т повинна становити 3 – 4,5 т/м³. Для отримання оптимального значення об'ємної маси шихти брукхт та відходи підбирають у певних поєднаннях. Так, для печі ємністю 10 – 40 т рекомендують співвідношення 20 % дріб'язку, 40 % середнього брукхту і 40 % великого брукхту. Оптимальним є співвідношенням між частками малого та великого брукхту приблизно 30 – 40 / 70 – 60 %.

Правильний підбір шихти не обмежується тільки підбором за габаритами, досить важливим є й якісний її склад. Належне використання відходів та скрапу легованої сталі дозволяє під час виплавлення окремих її сортів різко зменшити тривалість окиснювального періоду, витрату легувальних домішків та розкиснювачів, скоротити питомі витрати електричної енергії.

Однаково з підбором шихти необхідно забезпечити правильне розташування шихти в робочому просторі печі: на під укладають половину дрібного брукхту, у центрі печі під електродами щільно укладаються найбільші кусні брукхту і в подальшому все це закривають спочатку середніми куснями, а потім – дріб'язком. Під кожен електрод для полегшення запалювання й стійкого горіння електричних дуг укладають кокс.

Заощадження електричної енергії за рахунок підбору шихти, яка забезпечує плавлення без додаткових «підвалок», становить 5 – 10 % від загальної витрати електричної енергії на плавлення. Якщо в такому разі буде зменшена тривалість окиснювального періоду, то значення заощадженої електричної енергії становить 10 – 16 % від загальної витрати електричної енергії на плавлення.

Попереднє підігрівання шихти. Найенергоємнішим в електропечах є період розплавлення твердої шихти. За період розплавлення споживається 60 – 70 % всієї електричної енергії, яка витрачається на плавлення, питома витрата електричної енергії становить 380 – 420 кВт·год/т. А отже, попереднє підігрівання шихти

значно впливає на зниження питомих витрат електричної енергії. Крім того, попереднє підігрівання до 600 – 700 °С покращує умови роботи пічного трансформатора за рахунок значного зменшення стрибків струму, покращує якісний склад шихти за рахунок видалення вологи та вигорання вуглецю із мастил, що забруднюють шихту.

Особливо ефективним є попереднє підігрівання шихти за рахунок тепла відхідних газів з температурою близько 1000°С від різних термічних установок. Можна також використовувати тепло охолоджувальних колодязів та інші джерела вторинних енергоресурсів. Можливі спеціальні установки попереднього підігрівання з мазутними або газовими пальниками. Використання спеціальних установок повинно бути обґрунтовано техніко-економічними розрахунками, які підтверджують доцільність додаткових капітальних вкладень та додаткових витрат палива. Попереднє підігрівання шихти до 600 – 700°С забезпечує зниження питомих витрат електричної енергії на 20 %.

Якщо температура попереднього нагрівання шихти відрізняється від 600 – 700 °С, можна користуватися такою залежністю:

$$\Delta W = 0,243 \cdot t_1^0, \quad (4.2.14)$$

- де ΔW – значення заощадженої електричної енергії в розрахунку на 1 т виплавленого металу, кВт·год/т.; t_1^0 – температура попереднього підігрівання шихти, °С.

10.3. Зменшення електричних втрат

Оптимальні густини струму в елементах вторинного струмопроводу. На основі практичного досвіду роботи дугових сталеплавильних печей можна рекомендувати такі економічні густини струму в елементах вторинного струмопроводу:

- мідні шини з площею перерізу пакету на фазу до 5000 мм² – 1,5 – 2 А/мм², понад 5000 мм² – 1 – 1,5 А/мм²;
- мідні гнучкі кабелі з площею перерізу на фазу до 4000 мм² – 1,8 – 2,5 А/мм², понад 4000 мм² – 1,2 – 1,8 А/мм²;
- мідні водоохолоджувані труби – 4 – 6 А/мм².

Для вказаних у табл. 4.2.3 економічних густин струму втрати електричної енергії у відсотках до витрати енергії на плавлення наведено в табл. 4.2.4.

Таблиця 4.2.3 – Економічні густини струму в електродах

Діаметр електрода, мм	Вугільні електрооди		Графітізовані електрооди	
	Густина струму, А/мм ²	Струм навантаження, кА	Густина струму, А/мм ²	Струм навантаження, кА
100	—	—	0,3	1,7 – 2,9
150	0,12	2,1	0,25	3,2 – 5,3
200	0,11	3,4	0,22	5,3 – 9,1
250	0,1	4,0	0,2	7,8 – 12,2
300	0,10	7,0	0,18	11,3 – 16,9
350	0,10	9,6	0,17	15,4 – 20,2
400	0,09	11,3	0,16	18,8 – 23,8
450	—	—	0,15	23,8 – 28,6
500	0,09	17,7	0,14	27,5 – 33,3
550	—	—	0,14	28,4 – 38,0
600	0,07	25,0	—	—

Таблиця 4.2.4 – Втрати електричної енергії для економічних густин струму в електродах

Елементи вторинного струмопроводу	Втрати електричної енергії, %, для печей місткістю	
	0,5 – 5 т	8 – 20 т
Шини, кабелі і труби на стороні НН	3,5 – 4,5	3 – 4
Вугільні електрооди	6 – 8	3 – 4
Графітовані електрооди	4 – 5	3 – 4

У випадку збільшення густини струму в елементах вторинного струмопроводу зростають і втрати електричної енергії, а також питомі витрати на розплавлення. Для попередніх розрахунків орієнтовно можна користуватися умовними коефіцієнтами (табл. 4.2.5) збільшення втрат електричної енергії в елементах вторинного струмопроводу, зарахованих до 1 т виплавленого металу в разі збільшення густини струму понад економічне значення.

Додаткові втрати електричної енергії (ΔW , кВт·год/т), визначають з виразу:

$$\Delta W = k_{3B} \cdot \left(\frac{J_{\Phi}}{J_E} - 1 \right), \quad (4.2.15)$$

де $k_{зв}$ – коефіцієнт збільшення втрат (з табл. 4.2.5); J_{ϕ} – фактична густина струму, А/мм²; J_E – економічна густина струму, А/мм².

Таблиця 4.2.5 – Коефіцієнти збільшення втрат електричної енергії в елементах вторинного струмопроводу на 1 т виплавленого металу в разі збільшення густини струму

Елементи вторинного струмопроводу	Основний процес		Кислий процес	
	Фасонне лиття	Лиття злитків	Фасонне лиття	Лиття злитків
Печі місткістю 0,5 – 5 т				
Шини, кабелі й труби НН	25	28	23	26
Вугільні електроди	43,8	49	40,5	45,5
Графітовані електроди	28,1	31,5	25,8	29,3
Печі місткістю 8 – 20 т				
Шини, кабелі й труби НН, електроди	21,9	24,5	20,1	22,8

Приклад 4.2.2. Визначити втрати електричної енергії для електричної печі ємністю 5 т, що працює на основному процесі для виплавлення низьколегованої сталі в злитках. Густина струму становить $J_{\phi} = 2,2$ А/мм² в мідних гнучких кабелях на стороні НН.

Розв'язок. 1) Визначаємо економічну густина струму для мідних гнучких кабелів з площею перерізу на фазу до 4000 мм²: $J_E = 2$ А/мм². За даними табл. 4.2.5 визначаємо коефіцієнт збільшення втрат, що становить $k_{зв} = 28$.

2) Визначаємо втрати електричної енергії із виразу (4.2.15):

$$\Delta W = 28 \cdot \left(\frac{2,2}{2} - 1 \right) = 2,8 \text{ кВт} \cdot \text{год/т.}$$

Зменшення опору електричних контактів. Електричний перехідний опір у контактах залежить від матеріалу та від характеру виконання контакту (роз'ємний або нероз'ємний). Нероз'ємні контакти, як правило, роблять зварними.

У роз'ємних контактах перехідний опір залежить від стану контактних поверхонь і від тиску в контакті, Ом:

$$R_K = \frac{C}{p^m}, \quad (4.2.16)$$

де C – розрахунковий коефіцієнт, який залежить від матеріалу контакту (див. табл. 4.2.6); m – показник степеня (приймається 0,5 – 1); p^m – тиск у контакті (для мідних шин дорівнює 60 МПа).

Рекомендовані густини струму контактного з'єднання для нормальної роботи наведено в табл. 4.2.7.

Таблиця 4.2.6 – Значення розрахункових коефіцієнтів C залежно від матеріалу контакту

Матеріал контакту	$C \cdot 10^4$
Мідь – мідь	0,8 – 1,4
Мідь – мідь (лужені)	0,9 – 1,1
Мідь – сталь	30
Мідь – алюміній	10
Сталь – сталь	75 – 80

Таблиця 4.2.7 – Рекомендовані густини струму контактного з'єднання, А/мм²

Мідь – мідь	0,3
Алюміній – алюміній	0,16
Мідь – алюміній	0,13
Мідь – сталь	0,1
Алюміній – сталь	0,08

Періодично контрольований опір контактів не повинен перевищувати опору цілої ділянки шин тієї ж довжини, що й контактне з'єднання, більше ніж на 20 %.

Збільшення опору контакту призводить до додаткових втрат потужності, які визначають за виразом, кВт:

$$\Delta P_K = 3 \cdot I^2 \cdot (R_{K,\phi} - R_K) \cdot 10^{-3}, \quad (4.2.17)$$

де I – струм, який проходить через контакт (середній за плавлення), А; $R_{K,\phi}$ – фактичний опір контакту, Ом; R_K – опір контакту, який відповідає цілій ділянці шини тієї ж довжини, що й контактне з'єднання, Ом.

Зменшення опору контакту електрод-електродотримач. Опір контакту електрода з електродотримачем залежить від ступеня затиску електрода в електродотримачі, а також від матеріалу як електрода, так і електродотримача.

Зусилля затягування електрода в електродотримачі рекомендовано приймати таким, що дорівнює $(4-5) \cdot G$, де G – повна маса електродної свічі, кг.

Опір контакту електрод-електродотримач не повинен перевищувати значень, які вказані в табл. 4.2.8. Визначення додаткових втрат ΔP_K проводять за виразом (4.2.17).

Таблиця 4.2.8 – Опір контакту електрод-електродотримач

Електрод	Електродотримач	Опір контакту, мОм
Графітований	Латунний	0,08
Вугільний	Латунний	0,42
Графітований	Сталевий	0,35

Зменшення опору електродної свічі. Для отримання надійного та щільного стику під час скручування свічі рекомендовано докладати відповідні зусилля залежно від діаметра електрода (табл. 4.2.9).

Таблиця 4.2.9 – Момент залежно від діаметра електрода

Діаметр електрода, мм	100	200	250	300	355
Момент, Н·м	70	280	590	830	1460

Для зменшення опору контакту вугільних електродів рекомендовано використовувати графітові пасти.

У випадку дотримання вказаних умов нормальними опорами стику для графітованих електродів вважають 0,065 мОм; для вугільних електродів – 0,2 мОм. Втрати в стиках за період плавлення для графітованих електродів становлять 0,4 % від загальної витрати електричної енергії; для вугільних електродів – 0,2 %.

Приклад 4.2.3. Визначити, як зміняться втрати за період плавлення, якщо опір стиків вугільних електродів становить 0,3 мОм, значення втрат становить 1,1 %.

Розв'язок. 1) За нормальних умов втрати в стиках за період плавлення для вугільних електродів становлять 0,2 % від загальної витрати електричної енергії.

2) Визначаємо, як зміняться втрати електричної енергії внаслідок збільшення опору електродів:

$$\Delta W = \frac{0,3 \cdot 1,1}{0,2} = 1,65 \, \%$$

Тобто втрати електричної енергії за період плавлення збільшаться порівняно з нормальними на $1,65 - 1,1 = 0,55 \, \%$.

Зміна схеми короткої мережі. Найпоширенішою схемою короткої мережі є схема «трикутник» на шинах трансформатора та «зірка» на електродах (рис. 4.2.6, а). Така схема має значну індуктивність та несиметричність розподілення навантаження за фазами, що негативно впливає на роботу печі.

Несиметричний «трикутник» на електродах (двобіфілярна коротка мережа (рис. 4.2.6, б)) та симетричний «трикутник» на електродах з четвертим рукавом (трибіфілярна коротка мережа (рис. 4.2.6, в)) мають значно кращі параметри.

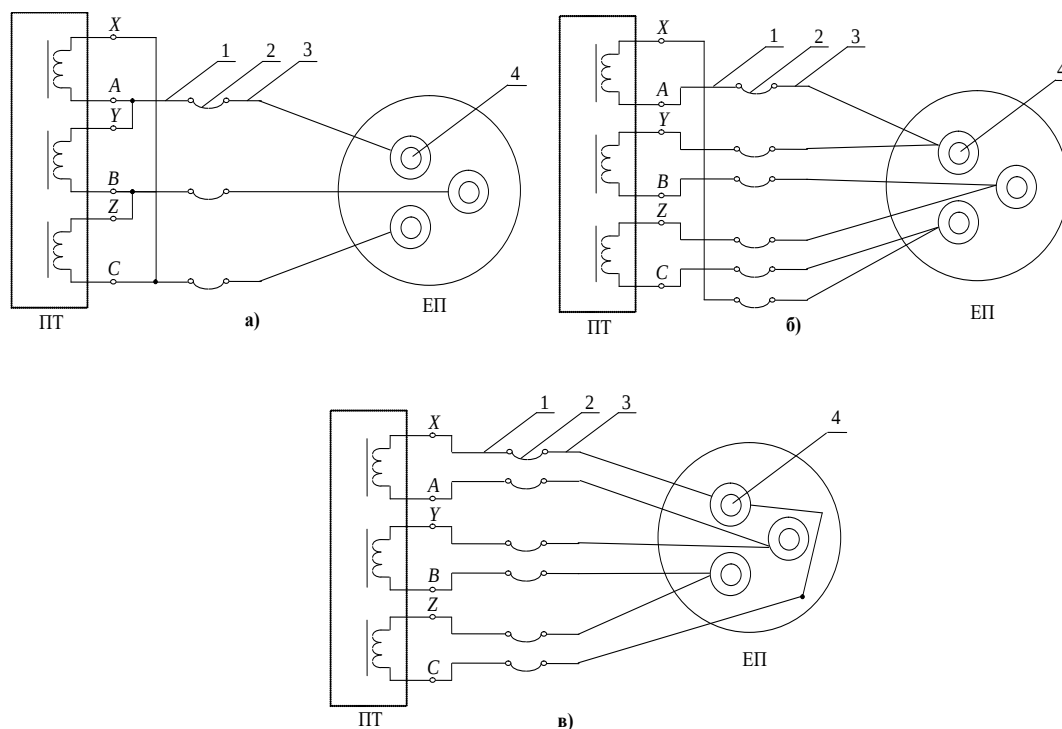


Рисунок 4.2.6 – Схеми короткої мережі: а – «трикутник» на шинах трансформатора та «зірка» на електродах; б – несиметричний «трикутник» на електродах; в – симетричний «трикутник» на електродах з четвертим рукавом (ПТ – пічний трансформатор; 1, 2, 3, 4 – електроди; ЕП – електрична піч)

У випадку виконання двох останніх схем збільшуються витрати міді на 15 – 20 % порівняно з першою схемою, оскільки в цих схемах струмопровід розраховується не на лінійний струм, а на подвійний

фазний (прямий та зворотний). Однак усуваються й недоліки першої схеми: зменшується індуктивність, вирівнюється розподілення навантаження за фазами, що збільшує коефіцієнт потужності та дозволяє збільшити середню активну потужність печі.

У результаті використання трибіфілярної короткої мережі в порівнянні з першою схемою для печі ємністю 5 т тривалість плавлення зменшилась на 15 – 20 %, витрата електричної енергії зменшилась на 9 кВт·год/т. Для попередніх розрахунків можна приймати, що подібна зміна короткої мережі забезпечить заощадження електричної енергії в розмірі 1,4 – 1,5 % від фактичних питомих витрат.

10.4. Зменшення теплових втрат

Збільшення стійкості футерівки. Загальні теплові втрати печі залежать від стійкості футерівки (частоти її зміни під час ремонтів), оскільки втрачається значна кількість тепла, що акумулюється кладкою.

Стійкість футерівки можна підвищити за рахунок:

- а) використанням високоякісних футерувальних матеріалів;
- б) вибору та підтримання оптимальної висоти склепіння над рівнем металу в період рафінування;
- в) зменшення тривалості рафінування;
- г) здійснення швидких ремонтів теплоізоляції стін (використання великоблочної футерівки).

Використання цих заходів збільшує стійкість футерівки печі в 1,5 – 3 рази та зменшує теплові втрати на 10 – 15 %. Значення потужності теплових втрат залежно від місткості печі та стану футерівки наведено в табл. 4.2.10.

Таблиця 4.2.10 – Потужність теплових втрат в залежності від місткості печі та стану футерівки

Місткість печі, т	Потужність теплових втрат, кВт	
	Нова футерівка	Зношена футерівка
2	250	350
3	350	400
5	375	500
10	425	625

У такому разі втрати через зовнішню поверхню печі можна прийняти у відсотках від загальних теплових втрат для печей до 5 т – 40 %; для печей понад 5 т – 49 %.

Розрахунок очікуваного рівня ефективності можна проводити за відповідною потужністю теплових втрат ΔP_T (табл. 4.2.10), що визначають із виразу:

$$\Delta P_{T,\phi} = (0,4 \div 0,49) \cdot \Delta P_T. \quad (4.2.18)$$

Збільшення стійкості футерівки забезпечує зниження теплових втрат на 10 – 15 %. Приймаючи середнє значення, можна вважати, що це забезпечує такі зниження потужності теплових втрат: для печі до 5 т $\Delta P = 0,05 \cdot \Delta P_T$; для печей вище 5 т – $\Delta P = 0,06 \cdot \Delta P_T$.

Покращення якості футерівки печі. Для теплоізоляції стін та поду печі доцільно використовувати діатомову засипку шаром близько 50 мм, яка одночасно слугує демпфером та сприймає зусилля під час теплового розширення вогнетривкого шару. Для запобігання висипанню засипки через щілини в кожусі та для додаткової теплоізоляції зовнішню поверхню кожуха печі вистеляють листовим азбестом завтовшки 10 – 20 мм.

У випадку якісної теплоізоляції печі температура на поверхні кожуха для середнього зношення футерівки не повинна перевищувати для стін – 170°C, біля поду – 140°C, біля склепіння – 300°C. Підтримання цих температур забезпечує збільшення стійкості стін у 1,5 рази, зниження втрат тепла з поверхні кожуха – у 1,5 – 2 рази.

Під час визначення рівня ефективності заходів із вдосконалення теплоізоляції можна користуватися формулою (4.2.18). У цьому випадку зниження потужності теплових втрат для печей до 5 т становить $\Delta P = 0,2 \cdot \Delta P_T$, для печей понад 5 т – $\Delta P = 0,25 \cdot \Delta P_T$.

Фарбування зовнішніх поверхонь кожуха печі алюмінієвою фарбою дозволяє зменшити теплові втрати через стіни та под печі на 3 – 5 %, за умов систематичного підтримування якості фарбування та дозволяє забезпечити зменшення питомої витрати електричної енергії на 1 – 1,5 кВт·год/т.

Виготовлення конічної футерівки з відповідною зміною форми кожуха печі. Виготовлення конічної футерівки з кутом нахилу 7 – 10° дозволяє збільшити місткість печі на 30 – 40 %, зменшити тривалість плавлення на 5 – 10 %, підвищити стійкість футерівки у 1,5 – 2 рази. За рахунок цього питома витрата електричної енергії в середньому зменшується на 5 – 7 %.

Під час розрахунку рівня ефективності здійснення такого заходу можна прийняти значення зменшення питомих витрат електричної енергії порівняно з питомими витратами до реконструкції для печей із

основною футерівкою – на 6 – 7 %, а для печей з кислою футерівкою – на 5 – 6 %.

Зниження втрат тепла з охолоджувальною водою. Втрати тепла з охолоджувальною водою можуть бути визначені, кВт·год:

$$\Delta W = V \cdot \gamma \cdot c \cdot (\tau_2 - \tau_1), \quad (4.2.19)$$

де V – об'єм води, м³; γ – густина води, кг/ м³; c – питома теплоємність води, Дж/(кг·град); τ_1, τ_2 – температура води відповідно на вході та виході контура охолодження печі, °С.

Для зменшення витрати охолоджувальної води та підтримання її оптимальної температури доцільно встановлювати в системі охолодження автоматичні регулятори температури із зазначенням певного бажаного діапазону температур.

Як правило, у печах малої та середньої місткості зниження втрат тепла з охолоджувальною водою забезпечує заощадження електричної енергії до 50 тис. кВт·год/рік.

Зменшення втрат тепла з відхідними газами. Джерелом цих втрат є «підсмоктування» повітря через піч. Зменшення його досягається створюванням надійних ущільнень у місцях прилягання дверцят робочого вікна до арки, у з'єднанні склепіння з кожухом, ущільнення отворів склепіння в місцях проходження електродів. Виконання цих заходів дозволяє зменшити втрати електричної енергії до 3 – 5 % від загальної витрати на плавлення.

Враховуючи складність визначення втрат із відхідними газами, у попередніх розрахунках можна приймати розмір заощадженої електричної енергії після проведення комплексу заходів зі створення надійного ущільнення електропечі в розмірах, наведених у табл. 4.2.11.

Таблиця 4.2.11 – Розмір заощадженої електричної енергії після проведення комплексу заходів для відповідних місткостей печей

Місткість печі, т	Розмір заощадження електричної енергії, кВт·год/т
0,5 – 1,5	8,5
3 – 8	7,5
10 – 20	7,2
25 – 40	7,0

Зменшення втрат тепла на випромінювання крізь вікна та отвори печі. Втрати тепла на випромінювання через вікна та отвори печі можна визначити так, кВт:

$$\Delta P_H = C \cdot \alpha \left[\left(\frac{\tau_2}{100} \right)^4 - \left(\frac{\tau_1}{100} \right)^4 \right] \cdot \frac{F \cdot T_1}{860}, \quad (4.2.20)$$

де C – коефіцієнт випромінювання футерівки, кВт/(м²); α – коефіцієнт діафрагмування, який залежить від співвідношення розмірів вікон і товщини стінки; τ_1 – температура навколишнього повітря, К; τ_2 – температура пічного простору, К; F – площа відчиненого вікна (дверцят), м²; T_1 – тривалість відчинення вікна, год.

Втрати тепла відчинених дверцят визначають за рекомендованими температурами для періоду завантаження ($t_2 = 1000 \div 1200$ °С), розплавлення твердої шихти до появи рідкого металу ($t_2 = 1500$ °С), підігрівання розплавленого металу ($t_2 = 1780$ °С), очищення печі від шламу, заправлення поду ($t_2 = 1700$ °С).

Зазвичай на практиці потужність теплових втрат через відчинене вікно в період плавлення становить близько 450 кВт/м², а в період кипіння й рафінування – 600 – 800 кВт/м².

Розрахунок рівня ефективності заходів зі зменшення тривалості всіх операцій у разі роботи печі, пов'язаних з відкриттям робочого простору, можна здійснювати за виразом (4.2.20).

10.5. Зменшення тривалості простоїв печі

Період простою печі в нормальних умовах визначається тривалістю, необхідною для злиття металу, очищення печі та повторного завантаження шихти. Тривалість простоїв печі залежить від ступеня механізації завантаження, злиття металу та вдосконалення умов її експлуатації. Електроенергія в період завалки шихти в піч не потрапляє, проте тепло, акумульоване в кладці печі розсіюється кожухом та склепінням, що обумовлює нагрівання футерівки. Втрати на нагрівання футерівки після нормальної перерви в роботі печі сягають значень до 15 – 20 % всієї підведеної електричної енергії для чергового плавлення. Таким чином, зменшення тривалості завалки шихти залежить від ступеню механізації, а також визначається збільшенням продуктивності печі та зменшення питомої витрати електричної енергії.

Тривалість завантаження шихти в піч визначається способом завантаження. У табл. 4.2.12 наведено дані щодо тривалості завантаження шихти вручну (для печей місткістю до 15 т).

Таблиця 4.2.12 – Тривалість завантаження шихти у випадку ручного завантаження

Місткість печі, т	1,5 – 2	3 – 4	5 – 6	10 – 12
Тривалість завантаження, хв.	8 – 12	12 – 20	20 – 25	35 – 45

Тривалість механізованого завантаження є значно меншою. Так, наприклад, для мульдового завантаження печі місткістю 25 – 35 т становить 30 – 35 хв, для механізованого – не більше 5 – 10 хв. Найкращим методом є механізоване завантаження зверху, яке забезпечує заощадження питомої витрати електричної енергії на 7 – 8 %.

Вплив простоїв та затримок на питому витрату електричної енергії можна встановити залежно від тривалості простою з вимкненням печі, враховуючи втрати неробочого ходу печі, кВт·год/т:

$$\Delta w_{y,\phi} = \frac{(P_0 \cdot t + P_{НОМ} \cdot (24 - t)) \cdot w_{НОМ}}{P_{НОМ} \cdot (24 - t)}, \quad (4.2.21)$$

де $P_{НОМ}$ – номінальна потужність печі, кВт; P_0 – потужність втрат неробочого ходу, кВт; t – тривалість простою печі впродовж доби, год; $w_{НОМ}$ – номінальна витрата електричної енергії, кВт·год/т.

На рис. 4.2.7 наведено криві питомих витрат енергії в залежності від тривалості вимкнення печі.

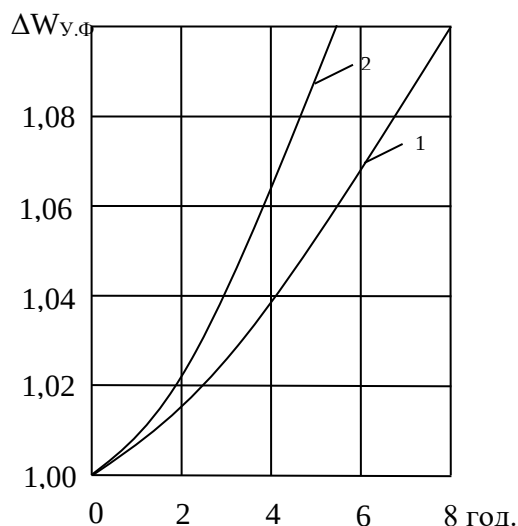


Рисунок 4.2.7 – Залежність питомих витрат електричної енергії від тривалості простоїв печі: 1 – для $P_0 = 0,2 \cdot P_{НОМ}$; 2 – для $P_0 = 0,3 \cdot P_{НОМ}$.

Приклад 4.2.4. Визначити питоме значення заощадженої електричної енергії за рахунок впровадження засобів механізації завантаження для печі ємністю 5 т, що дозволить зменшити тривалість добового простою печі з 6,5 год до 1,5 год. Фактична витрата електричної енергії становить 930 кВт·год/т. Втрати неробочого ходу печі становлять $P_0 = 0,3 \cdot P_{НОМ}$.

Розв'язок. 1) Визначаємо фактичну питому витрату електричної енергії після впровадження заходів зі зменшення тривалості простоїв печі до 1,5 год / добу:

$$w_{Y\Phi} = k_{ЗПВ1} \cdot w_{Y\text{НОМ}};$$

$$w_{Y\Phi} = 1,01 \cdot 865,1 = 873,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{т},$$

де $k_{ЗПВ2} = 1,01$ – коефіцієнт підвищення питомих витрат енергії залежно від тривалості простою печі, знайдений з кривої 2 на рис. 4.2.7.

2) Обчислюємо значення заощадженої електричної енергії, отримане за рахунок впровадження заходів з механізації завантаження печі:

$$\Delta w = w_{\Phi} - w_{Y\Phi};$$

$$\Delta w = 930 - 873,8 = 56,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{т}.$$

10.6. Оптимізація електричних та технологічних режимів роботи електропечей

Раціональний електричний режим роботи печі. Раціональний електричний режим печі визначається оптимальною активною потужністю пічної установки для кожного технологічного режиму.

Значення середньої активної потужності P_{CP} , яка визначає раціональний електричний режим, для режиму плавлення становить $P_{CP} = 500 \cdot G^{3/4}$, для окиснення – $P_{CP} = 380 \cdot G^{3/4}$, для відновлення – $P_{CP} = 205 \cdot G^{3/4}$.

Раціональний режим роботи печі зменшує тривалість плавлення на 10 – 25 % та питому витрату електричної енергії на 8 – 15 %.

Плавлення в печах з кислою футерівкою. Суттєвим з погляду заощадження електричної енергії є захід зі зниження питомих витрат енергії за рахунок переведення електроплавлення (насамперед вуглецевої сталі для фасонного лиття) з основного процесу на кислий. Печі з кислою футерівкою, окрім значного заощадження електричної

енергії, мають такі переваги: вищу продуктивність; меншу витрату й вартість вогнестійких матеріалів, флюсів та розкиснювачів; швидке нагрівання рідкого металу для отримання сталі з вищою текучістю; меншу собівартість сталі тощо. Наведені переваги покривають додаткові витрати на використання відбірної металеві шихти з низьким вмістом сірки та фосфору. Перехід з основного процесу на кислий може забезпечити за однакових умов 15 – 20 % заощадження електричної енергії та електродів.

Використання кисню. Продування киснем обумовлює зниження витрати електричної енергії та збільшення продуктивності печі за рахунок зменшення періодів плавлення чи окислення. Так, використання продування киснем у період плавлення зменшує тривалість роботи й витрату електричної енергії в наступних періодах плавлення за рахунок кращого нагрівання металу до кінця періоду плавлення. Рівень ефективності використання кисню залежить від способу його отримання та марки сталі. У середньому використання кисню дозволяє зменшити питому витрату електричної енергії на 5 – 15 %.

Зменшення тривалості окремих періодів плавлення в печах з основною футерівкою. Окиснювальний період може бути зменшений на 50 – 60 % за рахунок часткового поєднання процесів окислення та відновлення. Для цього вапно й частину всієї руди подають у завалку разом із шихтою. Питома витрата енергії у такому разі зменшується на 80 кВт·год/т.

Також зменшується відновлювальний період за рахунок безпосереднього розкислення сталі кусковим розкислювачем. Тривалість відновлювального періоду зменшується на 70 кВт·год (в порівнянні зі звичайним розкиснювачем через шлак молотими розкиснювачами).

Використання пристрою для електромагнітного перемішування. Електромагнітне перемішування сталі у ванні прискорює процеси розкислення, розчинення в розплаві легувальних домішок та забезпечує вирівнювання складу й температури сталі у відновлювальний період. Це зменшує період відновлення на 25 – 40 хвилин і зменшує витрату електричної енергії на плавлення на 40 – 50 кВт·год/т. Якщо врахувати, що пристрій електромагнітного перемішування вимагає для своєї роботи 12 – 24 кВт·год/т, то значення чистого заощадження електричної енергії становить близько 27 кВт·год/т.

Для інтенсивного електромагнітного перемішування металу під днищем печі, яке виконане з немагнітного матеріалу, розміщують

статор з двома обмотками, струм у яких зсунутий за фазою на 90° . Рухоме магнітне поле статора втягує в обертальний рух рідкий метал (за принципом асинхронного короткозамкненого двигуна). Для створення більших зусиль у металі глибина проникнення електромагнітного поля повинна становити близько половини глибини розплавленого металу. У великих печах глибина проникнення досягає 1 м, а частота живлення обмотки статора від спеціальних генераторів – 0,5 – 1 Гц.

Для підтримання потрібного режиму роботи печі застосовують регулювання електричної потужності. Регулятор повинен бути достатньо чутливим, із значною швидкістю для усунення короткого замикання чи обривання фаз, мати індивідуальне регулювання. Ці вимоги задовольняє диференціальний регулятор, параметром регулювання якого є різниця сигналів струму та напруги дуги. Функціональну схему автоматичного регулювання з використанням диференційного регулятора показано на рис. 4.2.8.

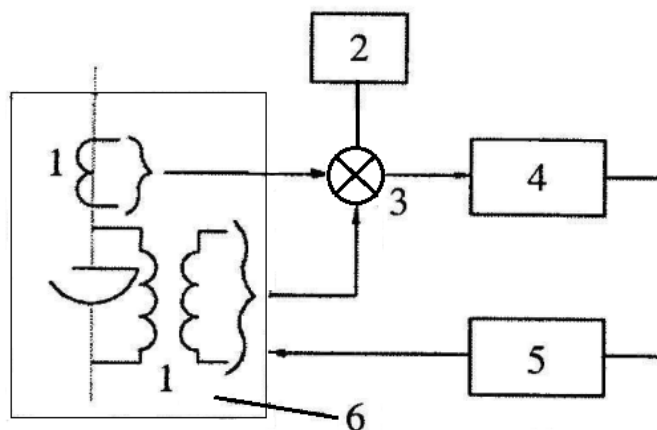


Рисунок 4.2.8 – Функціональна схема автоматичного регулювання потужності печі: 1 – чутливі елементи; 2 – задавальний пристрій; 3 – елемент порівняння; 4 – підсилювач; 5 – виконавчий елемент; 6 – об’єкт регулювання

Впровадження автоматичного керування рухом електродів. Автоматичне керування призначене для забезпечення заданого за періодами плавлення зниження активної потужності.

Робота дугових печей з використанням сучасної апаратури для автоматичного регулювання руху електродів призводить до зниження питомої витрати електричної енергії в середньому на 8 – 10 %.

Використання силової електроніки. Переваги дугових печей постійного струму порівняно із печами змінного струму:

- зменшення витрати графітових електродів у 3 – 7 разів залежно від якості підготування шихти;

- зменшення питомої витрати електричної енергії на одиницю виплавленої сталі на 8 – 10 %;
- зменшення вигару металу та легувальних елементів на 30 – 80 %;
- збільшення тривалості роботи футерівки;
- зменшення викидів пилу та газів у 7 – 10 разів, а рівня шуму – з 120 до 85 дБ;
- підвищення ресурсу трансформаторів та високовольтних вимикачів за рахунок стабілізації струму тиристорним випрямлячем;
- підвищення коефіцієнта потужності на 30 – 40 % та зниження «флікер-ефекту» у 2 – 3 рази.

Характерним прикладом доцільного використання силової електроніки в основних технологічних процесах є застосування тиристорних випрямлячів для живлення дугових печей. Останнім часом для виплавляння сталі та кольорових сплавів все більшого поширення набувають дугові печі постійного струму.

Впровадження печей постійного струму в ливарному виробництві алюмінію та його сплавів дозволяє в 4 – 5 раз підвищити продуктивність ливарних машин, що працюють на природному газі, а також у 1,5 – 2 рази збільшити кількість виготовлених деталей.

ЛЕКЦІЯ 11

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ПЕЧАХ ОПОРУ

11.1. Загальні положення

Загальними елементами конструкцій печей опору є футерована камера нагрівання, нагрівні елементи, деталі та вузли для підтримки (пересування) виробів, які нагріваються.

Вогнетривкі матеріали призначені для виготовлення внутрішніх елементів камери печі, зазвичай використовують цеглу, фасонний камінь, шамот, магнезитові матеріали тощо.

Теплоізоляційні матеріали призначені для зменшення теплових втрат печі (кладка повинна мати значний тепловий опір), такими матеріалами можуть бути скло- чи мінеральна вата, скловолокно тощо.

Жаротривкі матеріали (наприклад, хромонікелеві сталі та спеціальні види чавуну) призначені для виготовлення подових плит, завантажувальних пристроїв, деталей транспортувальних пристроїв та кріплення різноманітних елементів.

Для виготовлення нагрівних елементів застосовують хромонікелеві (ніхроми), хромоалюмінієві та хромонікельалюмінієві сплави, тугоплавкі чисті метали (вольфрам, молібден, тантал, ніобій), неметалеві матеріали (карборунд, дисиліцид молібдену, графіт) тощо.

Встановлена потужність печі та відповідно споживана нею енергія залежать від температурного режиму обробки виробів, передбаченого технологічним процесом, тобто від циклу нагрівання виробу, який характеризує режим роботи печі. Розрізняють три цикли нагрівання виробу: нагрівання без витримки, нагрівання з витримкою, нагрівання з витримкою із подальшим охолодженням (рис. 4.3.1). Охолодження виробу може відбуватися поза піччю.

Для печі періодичної дії витрата енергії за цикл роботи $Q_{\text{ц}}$ (Дж) становитиме:

$$Q_{\text{ц}} = Q_{\text{кор}} + Q_{\text{доп}} + \sum Q_{\text{втр}},$$

де $Q_{\text{кор}}$ – кількість теплоти, необхідна для нагрівання садки до потрібної температури, Дж; $Q_{\text{доп}}$ – кількість теплоти, необхідна для нагрівання допоміжних жаротривких пристроїв, Дж; $\sum Q_{\text{втр}}$ – сумарні теплові втрати печі за цикл роботи, Дж.

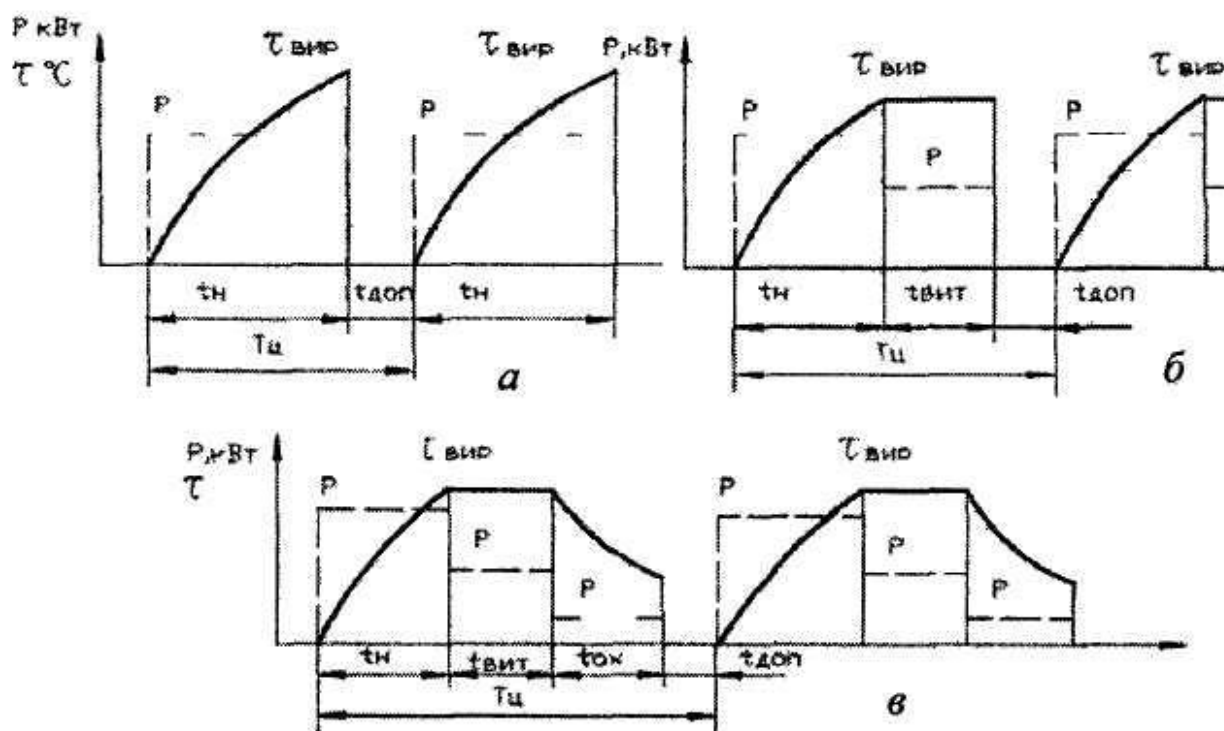


Рисунок 4.3.1 – Цикли роботи печей: *а* – нагрівання без витримки; *б* – нагрівання з витримкою; *в* – нагрівання з витримкою та подальшим охолодженням

Споживану потужність печі (Вт) визначають з умови нагрівання завантаження:

$$P_{\text{спож}} = \frac{Q_H}{t_{\text{ц}}}, \quad Q_H = Q_{\text{кор}} + Q_{\text{доп}} + q_{\text{втр}} \cdot t_H,$$

де t_H – тривалість періоду нагрівання завантаження, с; $q_{\text{втр}}$ – потужність теплових втрат через стінки печі за період нагрівання, Вт.

Тепловий ККД печі η_T (%) та питомі витрати електричної енергії w (кВт·год/кг) визначають виразами:

$$\eta_T = \frac{Q_{\text{кор}}}{Q_H} \cdot 100\%, \quad w = \frac{Q_H \cdot 10^{-6}}{3,6 \cdot G_3},$$

де G_3 – маса завантаження печі за один цикл, кг.

Для печей безперервної дії споживану потужність $P_{\text{спож}}$ (Вт) визначають:

$$P_{\text{спож}} = P_{\text{кор}} + P_{\text{доп}} + k_B \cdot \left(\sum P_{\text{втр.ст}} + P_{\text{випр}} \right),$$

де $P_{\text{кор}}$ – потужність, що витрачається на нагрівання виробів до потрібної (заданої) температури, Вт; $P_{\text{доп}}$ – потужність, що

витрачається на нагрівання допоміжних пристроїв, Вт; $\Sigma P_{ВТР.СТ}$ – сумарна потужність теплових втрат через стінки печі, Вт; $P_{ВИПР}$ – потужність втрат випромінюванням через отвори печі, Вт; k_B – коефіцієнт неврахованих втрат, $k_B = 1,1 \div 1,3$.

Якщо піч має декілька зон, аналогічно визначають споживану потужність кожної зони, а результати підсумовуються. Тепловий ККД печі $\eta_T(\%)$ і питомі витрати електричної енергії w (кВт·год/кг) визначають виразами:

$$\eta_T = \frac{P_{КОР}}{P_{СПОЖ}} \cdot 100\%, \quad w = \frac{P_{СПОЖ} \cdot 10^{-6}}{3,6 \cdot g},$$

де g – продуктивність печі, кг/год.

У більшості випадків печі опору непрямої дії отримують живлення від цехової мережі 380 В. До складу електрообладнання печі, окрім самої печі, як правило, входять допоміжні механізми з приводами, комплектні установки, давачі та виконавчі пристрої систем вимірювання і регулювання, а також трансформатори, якщо нагрівачі живляться регульованою напругою.

Повна витрата електричної енергії в печах опору складається із корисної витрати на нагрівання металу (або іншого матеріалу) та витрати на покриття втрат через стінки печі, під, кришку печі тощо:

$$W = a_0 \cdot t + a_1 \cdot G + a_2, \quad (4.3.1)$$

де a_0 – витрата енергії на покриття сумарних втрат тепла в середньому за одну годину, кВт; t – тривалість термообробки, год; a_1 – корисна витрата електричної енергії на 1 т садки, кВт·год; G – маса садки, т; a_2 – витрата електричної енергії на нагрівання тари, кВт·год.

Корисна витрата енергії на нагрівання виробів, кВт·год:

$$W_1 = c \cdot G \cdot (\tau_2 - \tau_1), \quad (4.3.2)$$

де c – питома теплоємність металу (змінюється залежно від температури, тому в розрахунках потрібно використовувати середні значення питомої теплоємності), кДж/(кг·К); G – маса металу, кг; τ_2 – кінцева температура нагрівання металу, К; τ_1 – температура повітря приміщення, де встановлена електропіч (початкова температура металу), К.

Тривалість нагрівання:

$$t = \frac{c \cdot G (\tau_2 - \tau_1)}{\alpha \cdot F (\tau_0 - \tau_2)}, \quad (4.3.3)$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі стінки (внутрішньої поверхні), кДж/(м²·год·К); τ_0 – температура простору всередині печі, К; τ_2 – кінцева температура виробу, К; τ_1 – початкова температура виробу, К; F – активна поверхня виробів або тари, які обробляються, м².

Аналізування формул (4.3.1) – (4.3.3) показує, що можливими шляхами зниження питомих витрат електричної енергії на термообробку в печах опору можуть бути:

- зниження теплових втрат шляхом покращення теплової ізоляції та герметичності печей;
- збільшення продуктивності печей;
- зменшення втрат на акумуляцію тепла та використання попереднього нагрівання виробів;
- раціоналізація електричних та технологічних режимів роботи печей.

11.2. Шляхи зменшення теплових втрат

Покращення теплової ізоляції печей. Теплові втрати через стінки та склепіння визначаються із виразу:

$$W_2 = k \cdot (\tau_2 - \tau_1) \cdot F, \quad (4.3.4)$$

де F – площа зовнішньої поверхні стін та склепіння, м²; τ_2, τ_1 – відповідно температура внутрішньої та зовнішньої поверхні стін печі, °С; k – коефіцієнт, який залежить від коефіцієнтів теплопередачі та теплопровідності кладки.

Використання для теплової ізоляції печей ультралегкового вика в поєднанні з асбовермікулітовими плитами знижує витрату електричної енергії на 25 – 26 %, зменшує тривалість розігрівання печі на 32 % та збільшує її продуктивність на 19 %.

Показником стану теплової ізоляції печі може бути температура кожуха печі. Задовільною тепловою ізоляцією можна вважати, якщо для робочої температури печі 700 – 800°С температура кожуха печі не перевищує 30 – 40 °С, а для робочої температури 800 – 1200°С – не перевищує 40 – 50 °С.

Розрахунок рівня ефективності заходів із покращення теплової ізоляції печі можна здійснювати згідно з (4.3.4). Залежність теплових втрат печі від температури кожуха зображено на рис. 4.3.2.

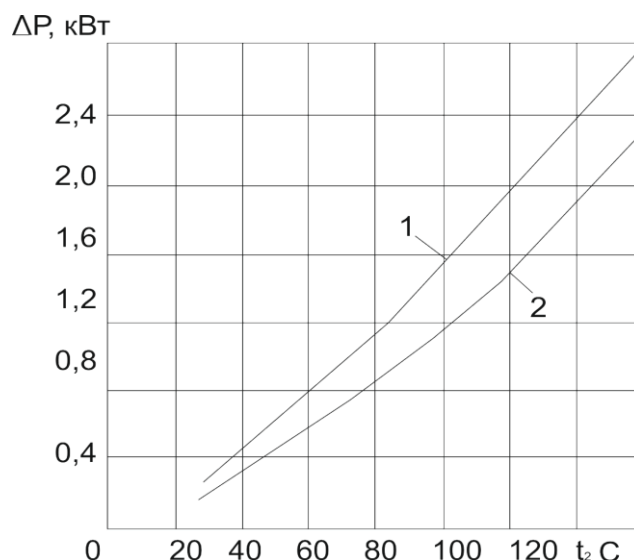


Рисунок 4.3.2 – Залежність теплових втрат печі від температури кожуха печі: 1 – для кожуха, пофарбованого темною фарбою; 2 – для кожуха, пофарбованого алюмінієвою фарбою

Приклад 4.3.1. У результаті впровадження заходів з покращення теплової ізоляції печі з поверхні кожуха площею 50 м² вдалося зменшити температуру кожуха з 80 до 40°C.

Розв'язок. Знаходимо теплові втрати печі за кривою 1 на рис. 4.3.2:

– для температури кожуха $t_1 = 80^\circ\text{C}$ теплові втрати ΔP_1 становлять 1,15 кВт/м²;

– для температури кожуха $t_2 = 40^\circ\text{C}$ теплові втрати ΔP_2 становлять 0,42 кВт/м².

Тобто покращення ізоляції дозволило зменшити потужність втрат на кожен квадратний метр поверхні кожуха на 0,83 кВт або для цієї печі з поверхнею кожуха 50 м² – на 41,5 кВт. Піч працює 4000 годин на рік, зниження теплових втрат становить 166 тис кВт·год на рік.

Значення питомих теплових втрат кожуха печі наведено в табл. 4.3.1.

Таблиця 4.3.1 – Питомі теплові втрати кожуха печі

Температура навколишнього повітря, °C	Питомі втрати, кВт/м ² , для температур кожуха печі, °C							
	30	40	50	60	80	100	120	150
10	0,2	0,32	0,46	0,61	0,91	1,30	1,71	2,40
20	0,098	0,21	0,437	0,483	0,80	1,16	1,36	2,26

Фарбування кожуха печі алюмінієвою фарбою знижує втрати тепла випромінюванням, що забезпечує зниження витрат електричної енергії на 3 – 5 % (див. рис. 4.3.2).

Покращення герметичності печей. Усунення нещільностей у завантажувальних дверцях, отворів для термопар, цегляної кладки тощо, зменшення тривалості роботи печі з відчиненими дверцями зменшують втрати тепла випромінюванням.

Питомі теплові втрати через отвори та щілини печі мають значення, наведені в табл. 4.3.2.

Таблиця 4.3.2 – Втрати випромінюванням з 1 м² отвору

Зони втрати випромінюванням	Питомі втрати, кВт/м ² за температури печі, °С				
	600	700	800	900	1000
Через отвори та вікна	17	26	39	55	75
Через щілини та невеликі отвори	5	7,8	10,5	16,5	22,5

Для зменшення втрат випромінюванням необхідно усунути нещільності в отворах для термопар, цегляній кладці, у завантажувальних і розвантажувальних дверцятах, забезпечити відповідність останніх габаритам завантаження, зменшення тривалості завантаження і розвантаження виробів.

Приклад 4.3.2. Піч працює 5000 год/рік, має завантажувальне вікно розміром 1,5 м². Температура в печі становить 800°С. Загальна тривалість завантаження та розвантаження печі становить 20% від загальної тривалості її роботи, тобто 1000 год/рік.

Визначити значення річної заощадженої електричної енергії в разі встановлення обмежувачів підйому зменшити площу завантажувального вікна до 1 м² та впровадження механізації завантаження печі, яка дозволить зменшити загальну тривалість завантаження та розвантаження печі до 700 год/рік, а також.

Розв'язок. 1) Визначаємо втрати випромінюванням до впровадження зазначених заходів:

$$W_1 = \Delta P_1 \cdot S_1 \cdot T_1;$$

$$W_1 = 39 \cdot 1,5 \cdot 1000 = 58500 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік},$$

де ΔP_1 – втрати потужності, для $t = 800$ °C становлять 39 кВт/м² (див. табл. 4.3.2.); S_1 – площа вікна, м²; T_1 – річна тривалість роботи печі з відчиненим вікном.

2) Після впровадження заходів з удосконалення завантаження, зменшення тривалості роботи печі з відчиненим вікном та зменшенням площі відчиненого вікна втрати становитимуть:

$$W_2 = \Delta P_2 \cdot S_2 \cdot T_2;$$

$$W_2 = 39 \cdot 1 \cdot 700 = 27300 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік},$$

де S_2 – площа вікна після встановлення обмежувача підйому, м²; T_2 – кількість годин на рік роботи печі з відкритим вікном після впровадження заходів з прискорення завантаження.

3) Визначаємо розмір заощадженої електричної енергії за рік:

$$\Delta W = W_1 - W_2;$$

$$\Delta W_2 = 58500 - 27300 = 31200 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

11.3. Збільшення продуктивності електропечей

Збільшення потужності печі. Збільшення потужності печі для виробів, процес термообробки яких потребує нагрівання деталей до заданої температури (гартування, нормалізація, відпуск, нагрівання заготовок під кування або штампування), як правило, зменшує питомі витрати електричної енергії.

Продуктивність печі визначають з виразу, кг/год:

$$g = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ} - P_{ВТР}}{w}, \quad (4.3.5)$$

де $P_{ПЕЧИ}$ – потужність печі, яку визначають за показами приладів, кВт; $P_{ВТР}$ – потужність теплових втрат печі (визначається за паспортними даними або дослідним шляхом), кВт; w – питомі витрати енергії, необхідні для нагрівання виробів до температури технологічного процесу, кВт·год/кг (рис. 4.3.3).

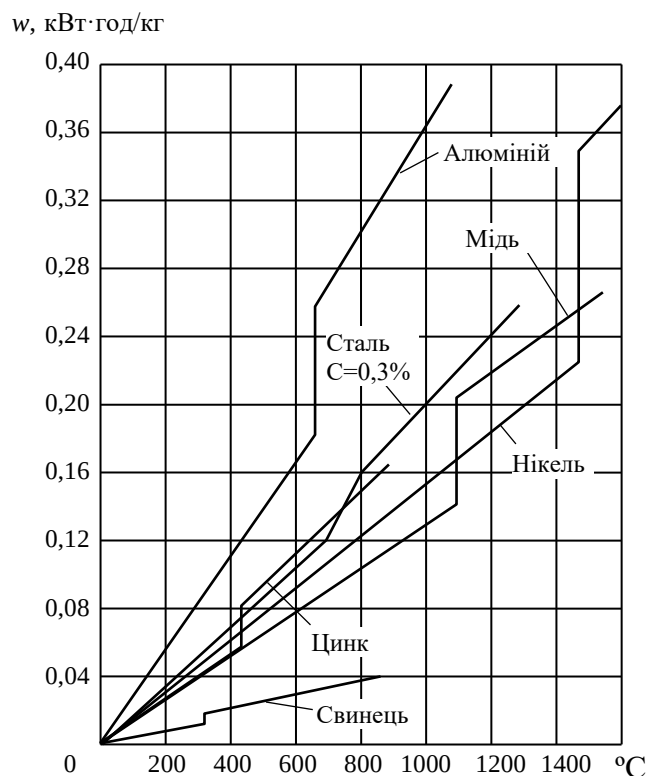


Рисунок 4.3.3 – Питомі витрати електричної енергії для нагрівання виробів до температури технологічного процесу

Питомі витрати електричної енергії на термообробку виробів можна визначити із виразу, кВт·год/кг:

$$w = \frac{0,85 \cdot P_{\text{ПЕЧИ}}}{g} . \quad (4.3.6)$$

Приклад 4.3.3. Визначити розмір заощадженої електричної енергії за рік у разі реконструкції печі для нагрівання сталевих виробів до температури 820°C шляхом збільшення її потужності з 30 до 42 кВт. Потужність теплових втрат печі становить 10 кВт, а річна продуктивність печі – 900 т.

Розв'язок. 1) За рис. 4.3.3 визначаємо питомі витрати енергії w , необхідні для нагрівання виробів до температури технологічного процесу 820°C, та розраховуємо відповідну продуктивність печі за виразом (4.3.5):

$$g = \frac{0,85 \cdot 30 - 10}{0,162} = 95,7 \text{ кг/год.}$$

2) Розраховуємо питомі витрати електричної енергії відповідно до (4.3.6):

$$w_1 = \frac{0,85 \cdot 30}{95,7} = 0,266 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{кг}.$$

3) Після реконструкції печі її продуктивність збільшиться до:

$$g = \frac{0,85 \cdot 42 - 10}{0,162} = 158 \text{ кг/год},$$

а питома витрата становитиме:

$$w_2 = \frac{0,85 \cdot 42}{158} = 0,225 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{кг}.$$

5) Визначаємо значення річного заощадження електричної енергії у разі реконструкції печі:

$$\Delta W = 900 \cdot (w_1 - w_2) \cdot 10^3;$$

$$\Delta W = 900 \cdot (w_1 - w_2) \cdot 10^3 = 900 \cdot (0,266 - 0,225) \cdot 10^3 = 36,9 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}.$$

Рациональне завантаження печей. Збільшення завантаження поду печі може дати ефект лише в тому випадку, якщо воно досягається шляхом рівномірного укладання на ньому виробів та за рахунок збільшення поверхні або перерізу шару виробів, що нагрівається, але не за рахунок збільшення його товщини. Збільшення товщини шару виробів на поді печі призведе для «тонких» (плоских) виробів до пропорційного збільшення тривалості нагрівання. У цьому випадку продуктивність печі не зміниться та сталими залишаться питомі витрати енергії. Для «товстих» виробів збільшення товщини їхнього шару спровокує зростання тривалості нагрівання, пропорційне до квадрата товщини шару, а продуктивність печі зменшиться, питомі витрати енергії відповідно збільшаться.

Тому для кожної печі й кожного конкретного виду виробу розроблено оптимальну схему та визначено об'єм завантаження печі, який забезпечує максимальну її продуктивність. У разі проведення процесів, в яких значну частину циклу займає витримка виробів за постійної температури, доцільно збільшити шар виробу. За таких умов, незважаючи на збільшення тривалості нагрівання, продуктивність печі зростає, оскільки тривалість витримки залишається незмінною. Також доцільно збільшити навантаження низькотемпературних печей з примусовою циркуляцією повітря. У випадку раціонального укладання деталей, що забезпечує вільне обдування їх гарячим повітрям, продуктивність печі збільшується пропорційно до завантаження.

11.4. Зменшення втрат на акумуляцію тепла та використання попереднього нагрівання виробів

Використання легких та ефективних теплоізоляційних матеріалів у печах періодичної дії. Печі, які працюють періодично, можуть повністю охолоджуватися між окремими циклами. У цьому випадку масивна кладка печі з великою здатністю акумулювати тепло є суттєвим джерелом підвищення питомих витрат енергії. Використання легких та ефективних вогнетривких чи теплоізоляційних матеріалів дозволить зменшити питомі витрати енергії на 10 – 15 %.

Витрата енергії на розігрівання печі до робочого стану – температури τ_0 , кВт·год/м²:

$$W_0 = P_{\text{СПОЖ}} \cdot \frac{c \cdot G \cdot (\tau_2 - \tau_1)}{\alpha \cdot F \cdot (\tau_0 - \tau_2)}, \quad (4.3.7)$$

де $P_{\text{СПОЖ}}$ – потужність теплових втрат печі (визначається за паспортними даними або дослідним шляхом), кВт; c – питома теплоємність вогнетривких та теплоізоляційних матеріалів, кДж/(кг·К); G – сумарна маса кладки, кг; τ_2 – кінцева температура внутрішньої поверхні стінки печі, К; τ_1 – початкова температура внутрішньої поверхні стінки печі, К; τ_0 – температура простору в печі, К; α – коефіцієнт тепловіддачі, кДж/(м²·год·К); F – активна поверхня кладки, м².

Визначаючи за (4.3.7) витрати енергії на одне розігрівання печі до реконструкції кладки та після її реконструкції, з їхньої різниці можна визначити розмір заощадженої електричної енергії, яку отримаємо впродовж кожного розігрівання печі. На основі відомої кількості розігрівань на рік можна визначити річну економію електричної енергії.

Раціональна організація роботи печі. Найраціональнішим з погляду заощадження електричної енергії є безперервний режим роботи печі, який забезпечує максимальну її продуктивність. Перерви в роботі печі викликають охолодження кладки та додаткові витрати енергії на розігрівання печі до її робочого стану. Тому, під час експлуатації термічних печей опору необхідно забезпечити повне їх завантаження та безперервну роботу.

Приклад 4.3.4. Визначити вирази для розрахунку максимальної годинної продуктивності та питомої витрати енергії печі, що працює у 2 зміни, у разі різних режимів її роботи: а) піч вмикається на 16 год і охолоджується 8 год; б) піч вмикається до початку зміни (тривалість її

ввімкнення більша, ніж 16 годин на добу); в) піч не вимикається в години простою.

Розв'язок. а) Максимальна годинна продуктивність печі, кг/год, відповідно до (4.3.5) становитиме:

$$g_{MAX} = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ} - 1,44 \cdot P_{ВТР}}{w}.$$

Питома витрата енергії, кВт·год/кг, згідно з (4.3.6):

$$w = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ}}{g}.$$

б) Максимальна годинна продуктивність печі, кг/год:

$$g_{MAX} = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ} - 1,11 \cdot P_{ВТР}}{w}.$$

Питома витрата енергії, кВт·год/кг:

$$w = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ} + 0,33 \cdot P_{ВТР}}{g}.$$

в) Максимальна годинна продуктивність печі, кг/год:

$$g_{MAX} = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ} - P_{ВТР}}{w},$$

питома витрата енергії, кВт·год/кг:

$$w = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ} + 0,5 \cdot P_{ВТР}}{g},$$

де $P_{ПЕЧИ}$ – потужність печі, яку визначають за показами приладів, кВт;
 $P_{ВТР}$ – потужність теплових втрат печі (визначається за паспортними даними або дослідним шляхом), кВт; w – теоретична витрата енергії, кВт·год/кг, необхідна для нагріву виробів.

Приклад 4.3.5. Визначити вирази для розрахунку максимальної годинної продуктивності та питомої витрати енергії печі у разі різних її режимів роботи: а) піч вмикається на 16 год і охолоджується – 8 год; б) піч вмикається до початку зміни (тривалість її ввімкнення понад 16 годин на добу); в) піч не вимикається у години простою.

Розв'язок. а) Максимальна годинна продуктивність печі, кг/год, відповідно до (4.3.5) становитиме:

$$g_{MAX} = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ} - 2,6 \cdot P_{ВТР}}{w}.$$

Питома витрата енергії, кВт·год/кг, згідно з (4.3.6):

$$w = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ}}{g}.$$

б) Максимальна годинна продуктивність печі, кг/год:

$$g_{MAX} = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ} - 1,4 \cdot P_{ВТР}}{w}.$$

Питома витрата енергії, кВт·год/кг:

$$w = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ} + 1,2 \cdot P_{ВТР}}{g}.$$

в) Максимальна годинна продуктивність печі, кг/год:

$$g_{MAX} = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ} - P_{ВТР}}{w},$$

питома витрата енергії, кВт·год/кг:

$$w = \frac{0,85 \cdot P_{ПЕЧИ} + 2 \cdot P_{ВТР}}{g}.$$

Приклад 4.3.4.2. Розрахувати значення заощадженої електричної енергії впродовж року в разі зміни режиму роботи печі потужністю 42 кВт шляхом переведення її з однозмінного режиму роботи на двозмінний. Піч працює для нагрівання сталевих виробів до температури 820°C та не вимикається в години простою, потужність теплових втрат становить 10 кВт, а річна продуктивність печі – 900 т.

Розв'язок. Розрахуємо продуктивність печі в однозмінному режимі відповідно до (4.3.5):

$$g = \frac{0,85 \cdot 42 - 10}{0,162} = 158 \text{ кг/год.}$$

Визначаємо питому витрату енергії згідно з (4.3.6):

$$w = \frac{0,85 \cdot 42 + 2 \cdot 10}{158} = 0,348 \text{ кВт·год/кг.}$$

У разі переведення печі на двозмінну роботу з вимкненням її на 8 год. на добу продуктивність печі становитиме:

$$g = \frac{0,85 \cdot 42 - 1,44 \cdot 10}{0,162} = 131 \text{ кг/год.}$$

Питома витрата електричної енергії становитиме:

$$w = \frac{0,85 \cdot 42}{131} = 0,272 \text{ кВт·год/кг.}$$

У разі річної програми в 900 т у результаті зміни режиму, отримаємо значення заощадженої електричної енергії, що становитиме:

$$\Delta W = 900000 \cdot (0,348 - 0,272) = 68,4 \text{ тис. кВт·год.}$$

Зменшення маси тари. Значну кількість (10 – 20 %) всієї енергії, яку споживає піч, витрачається на нагрівання жаротривких підтримувальних деталей (піддони в штовхальних печах, муфелі, цементаційні ящики, візки елеваторних печей тощо). Ця енергія повністю втрачається, якщо деталі повертаються після розвантаження та завантаження до печі охолодженими. Необхідно зменшити масу й розміри тари, використовувати піддони з отворами, піддони й муфелі з каркасом жорсткості тощо. Швидке розвантаження, завантаження та повернення заповненої тари до печі дозволяє значно зменшити частину акумульованого нею тепла.

Використання попереднього нагрівання виробів. Якщо за технологією виробництва не вимагається швидкого охолодження виробів після нагрівання, накопичене в них тепло можна використовувати для підігрівання наступної партії виробів.

У разі використання печей періодичної дії сповільнене охолодження виробів зазвичай здійснюється в спеціальних камерах або колодязях. В цих випадках попередній підігрів виробів здійснюється за рахунок почергового поміщення в колодязь виробів, які охолоджуються та готуються для термообробки.

Можливе застосування спеціальних конструкцій колодязів для одночасного охолодження та підігрівання виробів з використанням примусової циркуляції повітря в них.

Використання попереднього підігрівання виробів забезпечує зменшення витрати електричної енергії на термообробку до 30 – 50 %.

Зменшення сумарної витрати електричної енергії за період перебування металу в печі визначають за виразом, кВт·год:

$$\Delta W_0 = P_{\text{СПОЖ}} \cdot \frac{c \cdot G \cdot (\tau_1'' - \tau_1')}{\alpha \cdot F \cdot (\tau_0 - \tau_2)}, \quad (4.3.8)$$

де $P_{\text{СПОЖ}}$ – потужність теплових втрат печі, кВт; c – питома теплоємність металу, кДж/(кг·К); G – сумарна маса виробу, кг; τ_1'', τ_1' – температура виробів до впровадження попереднього нагрівання і після нього, К, α – коефіцієнт тепловіддачі, кДж/(м²·год·К); F – активна поверхня виробу або тари, м²; τ_0 – температура простору в печі, К; τ_2 – кінцева температура виробу, К.

11.5. Раціоналізація електричних та технологічних режимів роботи електропечей

Автоматизація керування режимом печі. Автоматизація керування температурним режимом електропечі забезпечує зменшення питомих витрат електричної енергії за рахунок точної відповідності споживаної потужності заданому температурному режиму.

Впровадження автоматизації знижує витрати електричної енергії на 20 – 50 %.

У попередніх розрахунках очікувану економію електричної енергії в разі впровадження автоматичного керування температурним режимом печі можна прийняти в розмірі 20 % для печей опору та 40 – 50 % – для установок контактного нагріву.

Зменшення тривалості технологічного процесу внаслідок його вдосконалення. Технологічні параметри процесу (температура нагрівання, тривалість процесу та його окремих фаз), як правило, завищені й мають резерв, інколи навіть значний.

Графік можливого відпалу поковок у штовхальній печі наведено в табл. 4.3.3.

Таблиця 4.3.3 – **Графік відпалу в штовхальній печі**

Зона	Температура, °С	Тривалість, год
I	800 – 810	6
II	730	6
III	550	6

Проведені дослідження температурного режиму кожної зони печі виявили можливість зменшення тривалості режиму та переведення його на новий графік (табл. 4.3.4).

Таблиця 4.3.4 – Графік відпалу в штовхальній печі після оптимізації режиму її роботи

Зона	Температура, °C	Тривалість, год
I	800 – 880	3
II	690 – 700	3
III	Вимкнена	3

Загальна тривалість відпалу скоротилася з 18 до 9 годин, продуктивність печі збільшилась удвічі, питома витрата електричної енергії зменшилась з 500 до 250 – 260 кВт·год/т.

Рівень ефективності проведення подібних заходів визначається відповідно до (4.3.5).

Отже, підвищення рівня енергоефективності для електричних печей опору можна реалізувати шляхом:

- а) підвищення продуктивності печі;
- б) підвищення надійності роботи печей, зниження простоїв;
- в) зниження питомих витрат електричної енергії;
- г) підтримання заданого рівня напруги, яка підводиться до печі.

Для цього необхідно розглядати такі заходи:

- 1) правильний вибір електротермічного устаткування;
- 2) підвищення продуктивності печей;
- 3) зменшення теплових втрат печей;
- 4) зменшення втрат на акумуляцію тепла;
- 5) використання тепла нагрітих виробів і тари;
- 6) використання джерел живлення з регулюванням напруги під навантаженням.

Для ілюстрації пункту 6 наведемо розрахунок продуктивності та питомої витрати енергії в разі зниження напруги мережі.

Приклад 4.3.4.3. Визначити, як зміниться максимальна годинна продуктивність печі опору Н-60 та її питома витрата енергії в разі зниження напруги мережі на 10 %. Піч працює на нагрівання до температури 820°C сталевих виробів для гартування. Потужність печі становить 60 кВт, втрати неробочого ходу – 13 кВт.

Теоретична витрата електричної енергії за температури 820°C становить $w = 0,156$ кВт·год/кг.

Розв'язок. 1) Розрахуємо максимальну годинну продуктивність печі відповідно до (4.3.5):

$$g_{MAX} = \frac{0,85 \cdot 60 - 13}{0,156} = 2436 \text{ кг/год.}$$

2) Питомі витрати енергії згідно з (4.3.6):

$$w = \frac{0,85 \cdot 60}{2436} = 0,209 \text{ кВт·год/кг.}$$

3) У разі зменшення напруги мережі на 10 % потужність печі зменшиться на 19 % ($60 \cdot 0,81 = 48,5$ кВт), а, отже, її максимальна годинна продуктивність зменшиться до:

$$g'_{MAX} = \frac{0,85 \cdot 48,5 - 13}{0,156} = 181 \text{ кг/год,}$$

а питомі витрати енергії збільшаться до:

$$w' = \frac{0,85 \cdot 48,5}{181} = 0,229 \text{ кВт·год/кг.}$$

ЛЕКЦІЯ 12

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ІНДУКЦІЙНИХ УСТАНОВКАХ

12.1. Загальні положення

Принцип індукційного нагрівання полягає в перетворенні в тепло електромагнітної енергії, яка поглинається металом, що нагрівається. Фізично цей процес полягає в збудженні в металі, який нагрівається, електрорушійної сили, що створює в ньому змінний струм; теплова енергія, що виділяється, і є причиною нагрівання металу. У феромагнетиках необхідно врахувати втрати від перемагнічення (гістерезисні втрати).

Джерелом електромагнітного поля в установках індукційного нагрівання є індуктор, що зазвичай має вигляд соленоїда (циліндричної котушки із суцільного чи трубчастого мідного дроту).

Переваги індукційного нагрівання порівняно з іншими методами:

- передавання електричної енергії безпосередньо у тіло, що нагрівається, дозволяє здійснити прямий нагрів провідникових матеріалів та значно збільшити його швидкість порівняно з печами непрямого нагрівання, де вироби нагріваються лише з поверхні;

- передавання електричної енергії в тіло, що нагрівається, під час індукційного нагрівання не потребує контактних пристроїв, що значно спрощує конструкцію нагрівачів та дозволяє використовувати цей метод в умовах автоматизованого потокового виробництва із застосуванням вакууму та захисних середовищ;

- завдяки явищу поверхневого ефекту максимальна потужність виділяється в поверхневому шарі виробу, що нагрівається, що забезпечує під час гартування швидке нагрівання поверхні виробу та дозволяє отримати її високу твердість, зберігаючи серцевину відносно в'язкою;

- процес поверхневого індукційного гартування швидший та економічніший за інші методи поверхневого зміцнення виробів;

- індукційний метод нагрівання дозволяє підвищити продуктивність праці та значно поліпшити санітарно-гігієнічні умови виробництва.

Індукційне нагрівання застосовують для плавлення металів та сплавів; для отримання чистих напівпровідників та металів методом зонного плавлення; для поверхневого та місцевого гартування сталевих

та чавунних виробів; для нагрівання під пластичну деформацію; для паяння, зварювання, азотування, відпуску металів тощо.

За призначенням індукційні установки поділяються на плавильні печі та установки для гартування металів.

За частотою струму індукційні установки поділяють на установки промислової частоти, що живляться від мережі 50 Гц (безпосередньо чи через спеціальні знижувальні трансформатори); підвищеної частоти (500 – 10000 Гц), що живляться від електромашинних чи напівпровідникових перетворювачів частоти; високочастотні установки (понад 10 кГц), що живляться від лампових генераторів.

Індукційні установки розрізняють за принципом дії – неперервної, напівперервної та періодичної дії; за способом нагрівання вони можуть бути методичними чи садними. За конструкційним виконанням розрізняють печі із магнітопроводом (канальні печі) та без магнітопроводу (тигельні печі).

Залежно від технологічного процесу оброблення деталей розрізняють установки наскрізного, глибинного та поверхневого нагрівів.

Установка наскрізного нагрівання – це нагрівач у вигляді індуктора, що живиться від джерела промислової, підвищеної чи високої частоти. Індуктор може бути однофазним та трифазним. Оптимальну частоту підбирають залежно від поперечного перерізу деталей, що нагрівають. Так, для сталевих циліндричних деталей частоту f (Гц) можна визначити за виразом:

$$f = \frac{3 \cdot 10^4}{d_D^2},$$

де d_D – діаметр деталі, см.

Установки можуть бути періодичної та неперервної дії. У перших деталей не переміщується в процесі нагрівання, у других – деталь переміщується вздовж осі індуктора.

Для узгодження напруг джерела та індуктора застосовують узгоджувальні трансформатори. Підтримування температурного режиму, як і процесів завантаження й розвантаження, забезпечує повна автоматизація процесу.

Глибинне нагрівання – коли виділення тепла в деталі відбувається з приблизно однаковою температурою в шарі потрібної глибини з різким падінням температури поза цим шаром.

Поверхнєве нагрівання – коли температура поверхні деталі значно більша від температури на необхідній глибині.

Графіки глибинного та поверхневого нагрівів подано на рис. 4.4.1. З графіків видно, що під час поверхневого нагрівання значна частина тепла витрачається на нагрівання шарів, що лежать за шаром гартування X_G , у випадку глибинного – спадання температури настає за шаром гартування. Отже, ККД глибинного нагрівання під гартування вищий, ніж поверхневого.

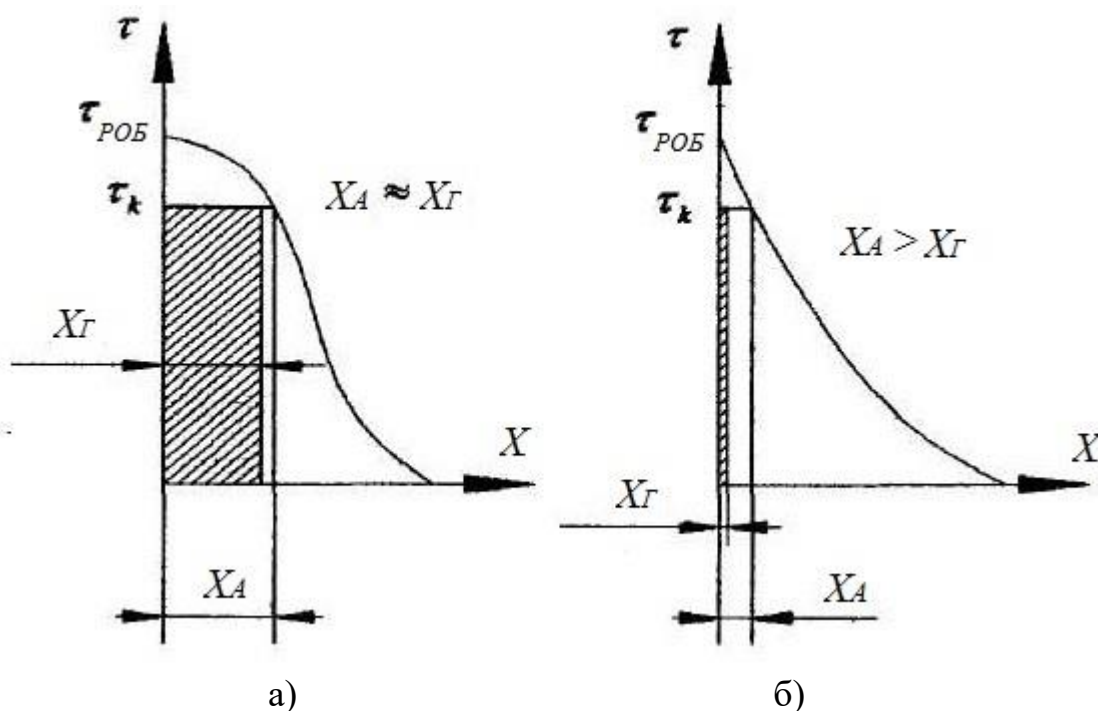


Рисунок 4.4.1 – Графік розподілу температури під час глибинного (а) та поверхневого (б) нагрівів

Шар, в якому виокремлюється основна кількість теплоти, називається активним. Товщину активного шару X_A визначають як середньоарифметичне еквівалентної глибини проникнення струму для холодного й нагрітого стану деталі. Нагрівання вважається глибинним у разі $X_A = (0,3 \div 1) \cdot X_G$ та поверхневим у випадку $X_A < 0,1 \cdot X_G$.

Співвідношення між глибиною загартовування X_G (мм) та частотою струму мають вигляд:

– для глибинного нагрівання:

$$\frac{10^4}{X_G^2} < f_{\text{ГЛИБ}} < \frac{4 \cdot 10^5}{X_G^2},$$

– для поверхневого нагрівання:

$$f_{\text{пов}} > \frac{4 \cdot 10^6}{X_{\Gamma}^2}.$$

Співвідношення між частотою джерела живлення та граничними значеннями глибини гартування шару наведено в табл. 4.4.1.

Таблиця 4.4.1 – Співвідношення між частотою джерела живлення та граничними значеннями глибини гартованого шару

Частота, кГц	1	2	3	8	70	200	500
Загартовуваний шар, мм	3,5 – 20	2,3 – 15	1,3 – 12	1,1 – 7	0,5 – 3,5	0,25 – 1,5	0,15 – 1

Індукційні печі з магнітопроводом мають місткість від 0,4 до 250 т за значень потужності від 60 до 6000 кВт. Печі малої потужності живляться від мережі 0,4 кВ, значної потужності – напругою 6 і 10 кВ.

У табл. 4.4.2 наведено деякі технічні та експлуатаційні показники каналних печей під час плавлення.

Таблиця 4.4.2 – Технічні та експлуатаційні показники плавлення в каналних індукційних печах

Назва металу чи сплаву	Температура плавлення, °С	Температура розливу, °С	Питомі витрати електричної енергії, кВт·год/т	Коефіцієнт потужності	Загальний ККД печі
Алюміній	658	700	450 – 520	0,2 – 0,4	0,60 – 0,75
Латунь	920	1140	200 – 250	0,6 – 0,8	0,75 – 0,85
Мідь	1083	1200	310 – 340	0,4 – 0,5	0,60 – 0,65
Цинк	419,4	500	120 – 130	0,8 – 0,85	0,77 – 0,80
Чавун	1200	1500	450 – 470	0,7 – 0,8	0,70 – 0,80

Канальні печі зазвичай напівперервного чи неперервного характеру роботи. Коефіцієнт використання потужності індукторів печі становить 0,5.

Тигельні печі місткістю від 0,01 до 150 т живляться в більшості випадків від мережі напругою 6 або 10 кВ. Режим роботи печей тривалий, характер навантаження циклічний. Деякі технічні дані щодо плавлення сталі та чавуну наведено в табл. 4.4.3.

Природний коефіцієнт потужності тигельних печей не перевищує 0,1÷0,4 та його значення в процесі плавлення змінюється через зміни фізичних параметрів розплавлення. Для міксерного режиму питомі витрати електричної енергії в печах становлять 50 – 60 кВт·год/т.

Середньочастотні тигельні печі як потужні плавильні установки зайняли домінантне положення в чавунно-ливарному виробництві. Сучасні потужні середньочастотні тигельні печі для плавлення чавуну мають місткість до 12 тонн та потужність до 10 МВт. Тигельні печі промислової частоти мають місткість до 150 тонн для плавлення чавуну. Інтенсивне перемішування ванни має особливе значення для виплавлення однорідних сплавів, наприклад, латуні; у разі збільшення частоти інтенсивність перемішування зменшується. Тому в цьому випадку широко використовують тигельні печі промислової частоти. Водночас зі звичайним використанням тигельні печі застосовують для витримування рідкого металу перед розливом.

Таблиця 4.4.3 – Технічні дані у випадку плавлення сталі та чавуну в тигельних індукційних печах

Місткість печі, т	Частота струму, кГц	Потужність генератора, кВт	Тип генератора	Тривалість розплавлення, хв	Питомі витрати електричної енергії, кВт·год/т
0,01	300 – 100	30 – 60	Ламповий	20 – 15	1500 – 2000
0,05	70 – 10	60 – 100	– // –	40 – 30	800 – 1000
0,25	3 – 2	150 – 200	Машинний Тиристорний	70 – 50	700 – 800
0,5	2 – 1	250 – 500	– // –	70 – 50	600 – 800
1	1 – 0,5	500 – 600	– // –	80 – 60	600 – 700
10	0,5 – 0,15	2500 – 3000	– // –	90 – 100	580 – 620

Відповідно до енергетичного балансу тигельної печі (рис. 4.4.2) рівень електричного ККД практично для всіх типів печей складає 0,8. Приблизно 20 % вихідної енергії втрачається в індукторі у вигляді джоулевої теплоти. Відношення теплових втрат через стінки тигля до індукованої в розплаві електричної енергії сягає 10 %, а отже, повний ККД печі набуває значення близько 0,7.

Витратні статті енергетичного балансу для різних типів печей наведено в табл. 4.4.4.

Подальше покращення економічних показників індукційного тигельного плавлення можливе шляхом впровадження сучасних технологій управління, зокрема таких, як тандем, або управління подвійним живленням. Дві печі мають спільне джерело живлення, і тоді час як в одній відбувається плавлення, в другій розплавлений метал витримується для розливу. Перемикання джерела живлення з однієї печі на іншу підвищує коефіцієнт його використання. Подальшим розвитком такого принципу є управління подвійним живленням [7], яке забезпечує

тривалу одночасну роботу печей без перемикання за допомогою спеціальної автоматики управління процесом.

Варто зазначити, що невід'ємною складовою економічності процесу плавлення є компенсація реактивної потужності.

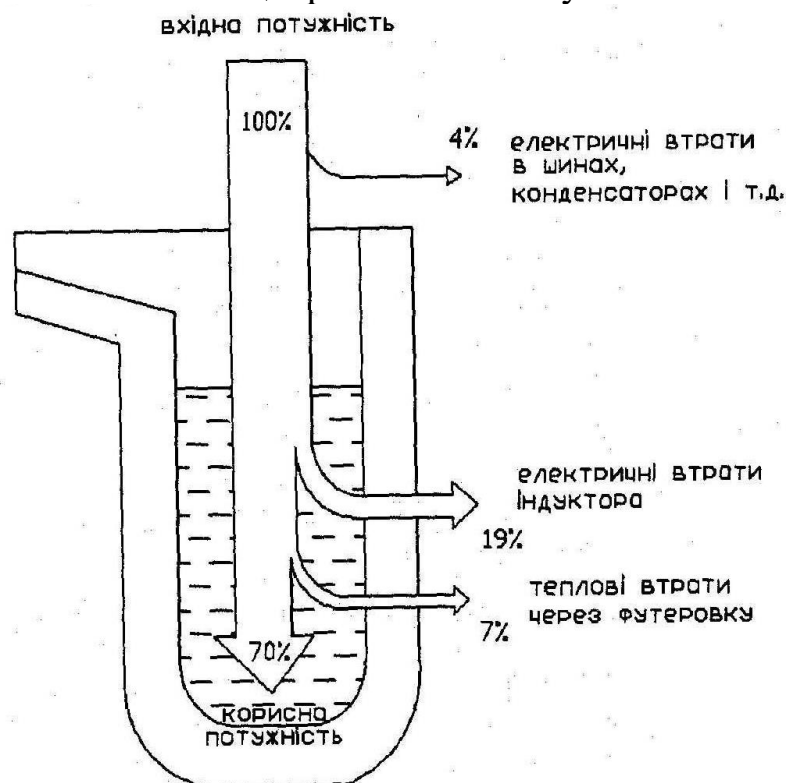


Рисунок 4.4.2 – Енергетичний баланс індукційної тигельної печі

Потужність індукційних нагрівальних установок може бути від 1000 до 1500 кВт. Установки потужністю до 300 кВт живляться від мережі 0,4 кВ. Установки одно- та трифазні, періодичної дії. Природний коефіцієнт потужності установок $0,003 \div 0,03$.

Особливістю роботи всіх індукційних установок є їхній низький коефіцієнт потужності. Тому кожна індукційна установка повинна мати батареї статичних конденсаторів, у багатьох випадках ці батареї входять до комплексу установки.

Вихідними рівняннями для дослідження електромагнітних процесів під час нагрівання металевих тіл (без урахування струмів зміщення) є рівняння Максвела:

$$\begin{cases} \operatorname{rot} H = j; \\ \operatorname{div} H = 0; \\ \operatorname{rot} E = -\frac{\partial B}{\partial t}; \\ \operatorname{div} E = 0, \end{cases} \quad (4.4.1)$$

де H і E – вектори напруженостей магнітного й електричного поля відповідно; B – вектор магнітної індукції; j – густина струму провідності.

Густина струму експоненційно знижується від поверхні j_x у напрямку до його осі згідно з виразом:

$$j_x = j \cdot e^{-X/Z_0}, \quad (4.4.2)$$

де j_x – густина струму в шарі деталі на відстані X (м) від його поверхні, А/мм²; Z_0 – глибина проникнення струму, тобто така відстань від поверхні деталі, на якій густина струму в $e = 2,71$ раза менша, ніж на поверхні, м.

Глибину проникнення струму Z_0 (м) визначають із виразу:

$$Z_0 = 503 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\mu_R \cdot f}}, \quad (4.4.3)$$

де ρ – питомий опір матеріалу деталі за температури нагрівання, Ом·м; μ_R – відносна магнітна проникність металу; f – частота змінного струму, Гц.

Для будь-якого металевого тіла, яке розташоване в електромагнітному полі індуктора зі струмом I_1 та кількістю витків на одиницю довжини індуктора w_i , поверхнева густина активної та реактивної складових потужності P_a і P_r будуть дорівнювати (кВт/м² і квар/м² відповідно):

$$\begin{aligned} P_a &= 2 \cdot 10^{-6} \cdot (I_1 \cdot w_i)^2 \cdot \sqrt{\rho \cdot \mu_R \cdot f} \cdot F_{пл.ц}; \\ P_r &= 2 \cdot 10^{-6} \cdot (I_1 \cdot w_i)^2 \cdot \sqrt{\rho \cdot \mu_R \cdot f} \cdot G_{пл.ц}; \end{aligned} \quad (4.4.4)$$

де $F_{пл.ц}$ і $G_{пл.ц}$ – складні функції, які залежать від відносної товщини плоского тіла $2z/Z_0$ або від відносного радіусу циліндричного тіла $r_0\sqrt{2}/Z_0$; z – товщина плоского виробу, який нагрівається; r_0 – радіус циліндричної деталі.

Для напівобмеженого тіла (або плити з розміром $2z/Z_0 \geq 3$) і для циліндра з $r_0\sqrt{2}/Z_0 \geq 10$ $F_{пл.ц}$ і $G_{пл.ц} = 1$, тобто $P_a = P_r$, коефіцієнт потужності становитиме:

$$\cos\varphi = \frac{P_a}{\sqrt{P_a^2 + P_r^2}} = \frac{1}{\sqrt{2}} = 0,707. \quad (4.4.5)$$

Питомі погонні втрати потужності в циліндричному індукторі визначають також, як і в циліндрі, з урахуванням коефіцієнта заповнення провідниковим матеріалом індуктора $K_{3,I} = h_{ВИТ.I} / \tau_{ВИТ.I}$:

$$\begin{aligned} P_{a,i} &= 6,2 \cdot 10^{-6} \cdot (I_1 \cdot w_i)^2 \cdot \frac{d_I}{K_{3,I}} \cdot \sqrt{\rho \cdot \mu_R \cdot f} \cdot F_I; \\ P_{r,i} &= 6,2 \cdot 10^{-6} \cdot (I_1 \cdot w_i)^2 \cdot \frac{d_I}{K_{3,I}} \cdot \sqrt{\rho \cdot \mu_R \cdot f} \cdot G_I; \end{aligned} \quad (4.4.6)$$

де $h_{ВИТ.I}$ – висота витка індуктора, м; $\tau_{ВИТ.I}$ – крок обмотки витків індуктора, м.

Електричний ККД системи «індуктор-метал» можна записати у вигляді:

$$\eta_e = \frac{P_a}{P_a + P_{a,i}} = \frac{1}{1 + P_{a,i} / P_a}. \quad (4.4.7)$$

У разі значних частот та $r_0 \sqrt{2} / Z_0 \geq 7$ найбільший ККД $\eta_{e,най}$ можна визначити із виразу:

$$\eta_{e,най} = \frac{1}{1 + \frac{d_I}{d_0 \cdot K_{3,i}} \sqrt{\frac{\rho_i \cdot \mu_{R,i}}{\rho \cdot \mu_R}}}. \quad (4.4.8)$$

Коефіцієнт корисної дії та $\cos \varphi$ зменшується зі збільшенням проміжку між деталлю (садкою) й індуктором та зменшенням коефіцієнта заповнення індуктора $K_{3,i}$.

У реальних умовах роботи індукційних установок змінюється глибина проникнення струму й потужність, яка споживається тілом, що нагрівається, оскільки ρ_I і μ_R змінюється в процесі нагрівання. Для феромагнітних матеріалів, наприклад сталі за температури 770°C (точка Кюрі) відносна магнітна проникність μ_R від значення 100 знижується до 1. Для немагнітних матеріалів μ_R завжди дорівнює 1.

Криві потужності, яка споживається, отримано дослідним шляхом у процесі нагрівання металу, не зазнають різкого стрибка, оскільки нагрівання металу відбувається поступово від шару до шару з різними значеннями ρ_I і μ_R .

Глибина проникнення Z_0 зі збільшенням частоти зменшується в $\sqrt{f}$ разів, а потужність P_a , яка поглинається в цьому шарі, збільшується в $\sqrt{f}$ разів.

12.2. Шляхи заощадження електричної енергії в індукційних установках

Заощадження електричної енергії в індукційних установках досягають шляхом правильного вибору всіх елементів установки ще на стадії її проектування.

Необхідно звернути увагу на вибір частоти змінного струму, оскільки для визначених (зростаючих) її значень коефіцієнт корисної дії вже практично не збільшується, а втрати електричної енергії збільшуються.

На рис. 4.4.3. показано криві η_e для різних випадків індукційного нагрівання, які можна подати лише в залежності від d_M / Z_M .

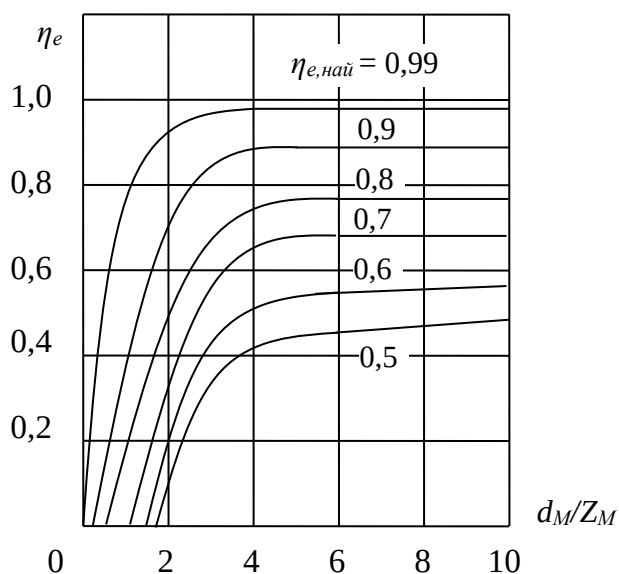


Рисунок 4.4.3 – Залежність електричного ККД η_e від відношення товщини d_M матеріалу, який нагрівається до глибини проникнення Z_M для різних найбільших значень $\eta_{e,най}$

Залежності на рис. 4.4.3 дозволяють стверджувати, що η_e досягає свого максимального значення $\eta_{e,най}$ тільки для $d_M / Z_M \rightarrow \infty$, що реально може бути тільки для значень частоти $f \rightarrow \infty$.

На основі графіків, зображених на рис. 4.4.1, з погляду заощадження електричної енергії для обґрунтування вибору доцільної частоти струму можна сформулювати умову:

$$d_M / Z_M \geq X ,$$

де X – координата, що відповідає співвідношенню d_M / Z_M , для якого η_e набуває значення, близького до максимального (відповідає точці перегину функції $\eta_e = f(d_M / Z_M)$).

Це дозволяє отримати формулу для визначення мінімально допустимої частоти струму у вигляді:

$$f_{\text{МИН}} = \frac{X^2 \cdot \rho}{\pi \cdot d_M^2 \cdot \mu} . \quad (4.4.9)$$

Якщо в цій формулі ρ підставити в Ом·см, d_M у сантиметрах і $\mu = 4 \cdot \pi \cdot \mu_R$, то вона набуде вигляду:

$$f_{\text{МАКС}} = \frac{k \cdot \rho \cdot 10^8}{d_M \cdot \mu_R} , \quad (4.4.10)$$

де $k = 2 - 24$ – коефіцієнт, який обирають залежно від $\eta_{e,\text{най}}$ і відношення $\eta_e / \eta_{e,\text{най}}$, за якого бажано експлуатувати електромагнітну систему для індукційного нагрівання.

Термічний ККД η_T визначають у загальному вигляді як відношення енергії, теоретично необхідної для виконання електротермічного процесу $W_{\text{ТЕОР}}$, до суми останньої з тепловими втратами W_T :

$$\eta_T = \frac{W_{\text{ТЕОР}}}{W_{\text{ТЕОР}} + W_T} = \frac{1}{1 + \frac{\alpha \cdot F \cdot \Delta\tau_{\text{II}} \cdot t}{c \cdot G \cdot \Delta\tau_M}} , \quad (4.4.11)$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі; F – поверхня об'єктів, які нагріваються; $\Delta\tau_{\text{II}}$ – різниця температур між поверхнями, які віддають і сприймають тепло, $c, G, \Delta\tau_M$ – середня питома теплоємність, маса та різниця між кінцевою й початковою температурою виробу, який нагрівається; t – час електротермічного процесу.

З виразу (4.4.11) очевидно, що реальні шляхи збільшення η_T полягають у зменшенні величин $c, G, \Delta\tau_M$ і t .

Суттєвим засобом значного збільшення η_T є зменшення поверхні F об'єктів, які нагріваються з одночасним збільшенням їхнього об'єму V і маси G .

Практика організації виробничих електротермічних процесів з використанням високочастотних печей малої місткості (не перевищує декількох кілограм) не є доцільною та призводить до надмірної витрати електричної енергії.

Як приклад на рис. 4.4.4 наведено усереднену залежність питомої витрати електричної енергії w для виплавлення вуглецевих сталей у високочастотних печах без магнітопроводу від маси садки G .

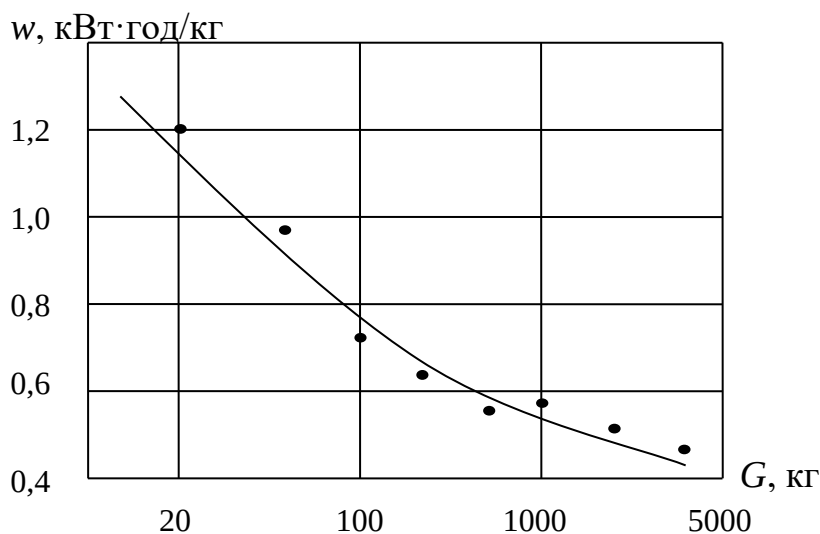


Рисунок 4.4.4 – Усереднена залежність питомої витрати електричної енергії w від маси садки G індукційних високочастотних печей

Особливо нераціональним є значне поширення печей малої потужності з живленням від електронних генераторів частотами 70 – 200 кГц, коли внаслідок значних напруг і високих частот набивні тиглі виявляються недовговічними.

Зі збільшенням місткості печі не тільки досягається заощадження електричної енергії, але й суттєво знижуються інші експлуатаційні витрати.

Враховуючи відносно низькі теплоізоляційні якості високочастотних пристроїв та можливості великої концентрації енергії для електронагрівання різних матеріалів у змінних електромагнітних полях, найефективнішим засобом збільшення η_T є зменшення тривалості проведення електротермічних процесів t .

Зменшення тривалості проведення електротермічних процесів є можливим за рахунок збільшення питомих потужностей на одиницю маси G , об'єму V або поверхні F об'єктів, які нагріваються:

$$P_G = \frac{W}{G \cdot t} ; P_F = \frac{W}{F \cdot t} ; P_V = \frac{W}{V \cdot t} . \quad (4.4.12)$$

У більшості випадків прискорення процесів за рахунок збільшення питомих потужностей призводить не тільки до збільшення η_T , але й до сприятливіших технологічних результатів.

Приклад 4.4.1. Визначити частоту та джерело живлення тигельної печі для плавлення сталі з ємністю $G = 6$ т (без рафінування). Тривалість плавлення $t_{ПЛ} = 1,5$ год. Режим роботи на твердій завалці; середній діаметр шматків шихти $D_{Ш} = 0,08$ м. Питомий опір сталі перед сплавленням шматків шихти $\rho_{Ш} = 1,2 \cdot 10^{-6}$ Ом·м, теплоємність сталі для температури розливки $q = 1,42 \cdot 10^6$ Дж/кг. Теплові втрати становлять $\Delta P_T = 110$ кВт; $\eta_{ЕЛ} = 0,85$.

Розв'язок. 1) Визначаємо корисну потужність печі:

$$P_{КОР} = \frac{q \cdot G}{3,6 \cdot t_{ПЛ}} ;$$

$$P_{КОР} = \frac{1,42 \cdot 10^6 \cdot 6}{3,6 \cdot 1,5} \approx 1600 \text{ кВт.}$$

2) Розраховуємо термічний ККД печі:

$$\eta_T = \frac{P_{КОР}}{P_2} = \frac{P_{КОР}}{P_{КОР} + \Delta P} ;$$

$$\eta_T = \frac{1600}{1600 + 110} = 0,936.$$

3) Визначаємо орієнтовне значення потужності, яке потрібно підвести до печі:

$$P_{П} = \frac{P_2}{\eta_{ЕЛ}} ;$$

$$P_{П} = \frac{1710}{0,85} = 2010 \text{ кВт.}$$

З урахуванням додаткових втрат у струмопроводі та конденсаторній батареї потужність джерела живлення повинна бути не менша за 2,2 МВт.

4) Мінімальну частоту для печей зі шматковою завалкою визначають із:

$$f_{\text{МИН}} = \frac{2 \cdot 10^6 \cdot \rho_{\text{ш}}}{D_{\text{ш}}};$$

$$f_{\text{МАКС}} = \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 1,2 \cdot 10^{-6}}{0,08^2} = 375 \text{ Гц}.$$

Як робочу частоту обираємо найближче більше стандартне значення частоти 500 Гц, а джерелом живлення – три тиристорні перетворювачі загальною потужністю $3 \cdot 800 = 2400$ кВт, які працюють паралельно. Напруга джерела живлення, що підводиться до індуктора, U_1 становить 1500 В.

ЛЕКЦІЯ 13

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЗВАРЮВАЛЬНИХ УСТАНОВКАХ

13.1. Загальні положення

ККД машин контактного зварювання становить до 50 %, причому він зменшується зі збільшенням товщини зварювальних деталей. Для підвісних зварювальних машин ККД становить 0,05 – 0,2, для інших машин контактного зварювання – 0,3 – 0,5 (див. рис. 4.5.1).

Таблиця 4.5.1 – Коефіцієнт корисної дії установок контактного зварювання

Тип установки	Коефіцієнт корисної дії
Одноточкова машина	
- стаціонарна універсальна	0,25 – 0,35
- стаціонарна	0,55 – 0,70
- підвісна	0,65 – 0,90
- шовна	0,40 – 0,60
Багатоточкова стикова	
- зварювання опором	0,60 – 0,90
- зварювання оплавленням	0,80 – 0,90
- зварювання оплавленням з підігріванням	0,55 – 0,65

Коефіцієнт потужності установок дугового зварювання визначається видом джерела живлення і для джерел змінного струму становить 0,3 – 0,5, для електромашинних перетворювачів – 0,7 – 0,9, для зварювальних випрямлячів – 0,5 – 0,9.

Для порівняння в табл. 4.5.2 наведено коефіцієнти корисної дії установок різних видів зварювання.

Таблиця 4.5.2 – Коефіцієнт корисної дії установок різних видів зварювання

Вид зварювання	Коефіцієнт корисної дії
Дугове електродами з покриттям у разі живлення:	
- постійним струмом	0,75 – 0,85
- змінним струмом	0,65 – 0,75
Дугове під флюсом	0,80 – 0,90
Дугове в аргоні:	

- електродом, який плавиться	0,70 – 0,80
- вольфрамовим	0,65 – 0,75
Дугове вугільним електродом	0,50 – 0,60
Електрошлакове	0,60 – 0,90
Електронно-променеве	0,80 – 0,95

Збільшення коефіцієнта потужності машин контактного зварювання досягають використанням послідовних конденсаторів, які вмикаються безпосередньо перед зварювальною машиною.

Питому витрату електричної енергії на електронаплавлення визначають, кВт·год/кг:

$$w = \frac{U}{\eta \cdot k_H} \cdot C, \quad (4.5.1)$$

де η – ККД джерела живлення; C – коефіцієнт, який враховує втрати неробочого ходу джерела живлення; U – напруга зварювальної дуги, В; k_H – коефіцієнт наплавлення.

Коефіцієнт C для змінного струму в разі живлення апарата через зварювальний трансформатор та вимкнення його за неробочого ходу може бути прийнятий таким, що дорівнює одиниці; на постійному струмі $C = 1,17$.

Коефіцієнт наплавлення k_H приймають:

– $k_H = 6 - 18$ г/(А·год) для електрозварювання на змінному струмі електродами з товстим покриттям;

– $k_H = 11 \div 24$ г/(А·год) для автоматичного електрозварювання під флюсом.

У табл. 4.5.3 наведено питоме споживання електричної енергії для ручного дугового та електрошлакового зварювання на 1 кг наплавленого металу. Вказане питоме споживання під час зварювання на постійному струмі отримано в разі використання машинних перетворювачів. Під час використання зварювальних випрямлячів замість машинних перетворювачів питомі витрати електричної енергії зменшуються за рахунок вищого ККД випрямлячів та зменшення тривалості неробочого ходу.

Таблиця 4.5.3 – Питоме споживання електричної енергії для різних видів і способів зварювання

№ з/п	Вид струму та спосіб зварювання	Питоме споживання електричної енергії w , кВт·год/кг
Змінний струм		
1	Ручне дугове зварювання:	
	однофазна схема	3,5 – 3,8
	трифазна схема	2,65 – 3,0
2	Автоматичне й напівавтоматичне зварювання під флюсом	2,8 – 3,5
3	Електрошлакове зварювання	1,8 – 2,4
Постійний струм		
1	Ручне дугове зварювання:	
	однопостове	5,0 – 6,5
	багатопостове	8,0 – 9,0
2	Автоматичне й напівавтоматичне зварювання:	
	під флюсом	4,2 – 6,0
	у середовищі вуглекислого газу	2,2 – 3,2

Основними заходами зі зниження питомого споживання електричної енергії на зварювання є оптимальний вибір способу електрозварювання; усунення або зменшення тривалості неробочого ходу зварювальних агрегатів, а також вдосконалення технології зварювання.

13.2. Вибір оптимального способу електрозварювання

Заміна роду струму під час зварювання (з постійного на змінний) забезпечує зменшення питомого споживання електричної енергії (див. табл. 4.5.4 – 4.5.5).

За попередніми розрахунками рівня ефективності заміни виду струму можна приймати зменшення питомого споживання електричної енергії на 1 кг наплавленого металу:

- для ручного дугового зварювання – 2,9 кВт·год/кг;
- для автоматичного та напівавтоматичного зварювання – 2,0 кВт·год/кг.

Таблиця 4.5.4 – Питоме споживання електричної енергії контактним зварюванням (стикове електрозварювання оплавленням)

Площа поперечного перерізу в місці зварювання, мм ²	Питоме споживання електричної енергії на зварювання одного стику w, кВт·год
100	0,024
200	0,06
300	0,06
500	0,125
1000	0,4
1500	0,825
2000	1,275
2500	1,725

Таблиця 4.5.5 – Питоме споживання електричної енергії точковим електрозварюванням на автоматичних машинах та роликовому електрозварюванні декапованої сталі

Сумарна товщина зварюваних листів, мм	Витрата електричної енергії w на 100 точок, кВт·год
Точкове електрозварювання на автоматичних машинах	
2	0,04
4	0,08
6	0,13
8	0,23
10	0,38
12	0,62
Роликове електрозварювання декапованої сталі	
Сумарна товщина зварюваних листів, мм	Витрата електричної енергії на 1 м шва, кВт·год
0,5	0,04 – 0,08
1,0	0,08 – 0,14
1,5	0,1 – 0,2
2	0,12 – 0,24
3	0,25 – 0,5
4	0,5 – 1,0

Автоматизоване та ручне зварювання потребує наявності пристроїв автоматичного регулювання параметрів електричної дуги –

перетворювачів електричної енергії. В залежності від частоти перетворення розрізняють високо- та низькочастотні пристрої.

Високочастотні здебільшого використовують широтно-імпульсну модуляцію для керування транзисторними інверторами для відпрацювання збурень у системі. Як правило, вихідні потужності таких пристроїв не перевищують кількох кіловат.

Для вищих вихідних потужностей у промисловому електрозварюванні використовують низькочастотні перетворювачі. Однак виникає проблема забезпечення високого рівня динаміки перехідних процесів на виході, що й визначає якість зварного шва. Розповсюджені системи імпульсно-фазового керування тиристорами у функції вихідного сигналу не дозволяють отримати високу якість шва.

Застосування високочастотного зварювання. Високочастотне зварювання – це зварювання тиском, за якого поверхня, що підлягає з'єднанню, нагрівається до зварювальних температур за допомогою струмів високої частоти. Для високочастотного нагрівання характерні поверхневий ефект та ефект близькості.

Високочастотне нагрівання широко застосовують у промисловості для зварювання, паяння, термічної обробки тощо. Енергоємність процесу високочастотного зварювання значно нижча, ніж для контактного та електродугового зварювання. Високочастотне зварювання не має принципових обмежень у швидкості зварювання, що обумовлює його широке впровадження на промисловому виробництві для зварювання труб різних діаметрів зі сталі та кольорових металів із прямими та спіральними швами.

Наприклад, трубозварювальний агрегат 20 – 76 потужністю 400 кВт із частотою струму 440 кГц за індукційного нагрівання охоплювальним індуктором дозволяє зварювати труби діаметром до 76 мм та забезпечити швидкість зварювання до 120 м/хв.

Впровадження високочастотного зварювання найефективніше для безперервних процесів масового виготовлення виробів простої конфігурації. Асортимент виробів складної конфігурації обмежується особливостями систем струмопідводу та механізмів стискування.

До недоліків високочастотного зварювання необхідно зарахувати труднощі під час зварювання виробів, наприклад труб кінцевої довжини, оскільки неможливо уникнути неякісних проварів на початку та в кінці зварного шва.

Безперечною перевагою високочастотного способу нагрівання порівняно з електродуговим є можливість безконтактного нагрівання та нагрівання у вакуумі.

Необхідно відзначити застосування височастотного зварювання в промисловості для нагрівання масивних деталей під час зварювання, наплавлення та термічної обробки струмами частотою 50 Гц. Враховуючи вплив частоти на глибину проникнення струму в деталь, височастотний струм доцільно використовувати для глибинного нагрівання. Установки проектують на стандартну наругу (127, 220, 380 В) та під'єднують безпосередньо до промислової електричної мережі. Потужність під час нагрівання струмами промислової частоти регулюють за допомогою тиристорних перетворювачів або зміною співвідношення ємності конденсаторів, що вмикають послідовно та паралельно до індуктора.

Заміна ручного дугового зварювання механізованими та автоматизованими способами зварювання. Заміна ручного зварювання на автоматичне під шаром флюсу забезпечує зменшення питомого електроспоживання на 1 кг наплавленого металу для змінного струму на 0,17 кВт·год/кг, для постійного – на 0,65 кВт·год/кг.

Заміна ручного дугового зварювання на точкове контактне зварювання потребує конструктивних змін зварювальних виробів та встановлення спеціальних зварювальних машин. Різке збільшення продуктивності зварювання та значне зниження витрат електричної енергії, як правило, окупає витрати, пов'язані із зміною технології зварювання. Рівень ефективності переведення на точкове контактне зварювання оцінюється зниженням споживання електричної енергії у 2 – 2,5 рази.

Заміна ручного дугового зварювання на контактне шовне зварювання зменшує споживання електричної енергії на 15 %.

13.3. Усунення або зменшення тривалості неробочого ходу зварювальних агрегатів

Впровадження різних схем обмеження неробочого ходу зварювальних трансформаторів або перетворювачів забезпечує економію електричної енергії у 2 – 6 тис. кВт·год/рік на кожну установку. У попередніх розрахунках рівня ефективності впровадження подібних заходів можна приймати економію від 15 до 20 % залежно від режиму роботи установки.

Приклад 4.5.1. У цеху встановлено 40 зварювальних установок потужністю $P_H = 17$ кВт кожна, потужність неробочого ходу дорівнює $P_0 = 2,3$ кВт, середня тривалість неробочого ходу – $T_H = 20$ с, кількість

циклів роботи – $z = 38$ цикл/год. Режим роботи цеху двозмінний, 7 годин за зміну, кількість робочих днів на рік становить 300.

Обґрунтувати доцільність використання обмежувачів неробочого ходу на зварювальних установках, які мають витримку неробочого ходу 10 с.

Розв'язок. 1) Визначаємо вихідні дані показника рівня ефективності (див. коментарі до (3.2.16)):

$$a = \frac{2,3}{17} = 0,135; \quad e = \frac{1}{4 \cdot 20} = 0,0125.$$

2) За рис. 3.2.2 визначаємо показник рівня ефективності $\varepsilon = 0,1$.

3) Годинне заощадження електричної енергії становить:

$$\Delta W = 0,1 \cdot 38 \cdot 17 \cdot \frac{20}{3600} = 0,36 \text{ кВт} \cdot \text{год/год}.$$

4) Річне заощадження електричної енергії для одного обмежувача неробочого ходу становить:

$$\Delta W_p = 0,36 \cdot 2 \cdot 7 \cdot 300 = 1512 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

5) Вартість заощадженої електричної енергії з урахуванням тарифу $C_0 = 1,68$ грн/(кВт·год) становить:

$$\Delta B = 1,68 \cdot 1512 = 2540,16 \text{ грн/рік}.$$

6) На основі вартості одного обмежувача неробочого ходу 1700 грн загальні капітальні витрати становлять:

$$K = 1700 \cdot 40 = 68000 \text{ грн}.$$

Обмежувачі встановлює електрик цеху, тому додаткові витрати на монтаж не враховуємо.

7) Простий термін окупності визначають так:

$$T_{OK} = \frac{68000}{2540,16 \cdot 40} = 0,67 \text{ року}.$$

Отже, використання обмежувачів неробочого ходу в цьому випадку є економічно доцільним.

13.4. Вдосконалення технології електрозварювання

Правильний вибір електродів. Використання електродів з покриттям, в яке введено залізний порошок, дозволяє значно збільшити силу зварювального струму, збільшити продуктивність праці та зменшити питоме споживання електричної енергії. Електроди з покриттям дозволяють збільшити коефіцієнт наплавлення до 12 – 20 г/(А·год), тобто зменшити питоме електроспоживання приблизно на 8 %. Використання рутилових електродів збільшує продуктивність праці на 12 % та підвищує якість зварювальних швів. Орієнтовне значення заощадженої електричної енергії в цьому випадку – 10 %. Заміна електродного суцільного дроту на порошковий підвищує продуктивність праці на 10 – 15 % та зменшує питомі витрати електричної енергії на 8 – 12 %.

Механізація та автоматизація зварювальних процесів. Використання автоматичного або напіваавтоматичного зварювання в середовищі вуглекислого газу забезпечує високу продуктивність за рахунок глибшого проплавлення основного металу та малої частки зварювального дроту в металі зварювального шва (табл. 4.5.6.).

Автоматичне дугове зварювання під флюсом є найпоширенішим способом зварювання. Для підвищення продуктивності та зменшення питомого електроспоживання використовують присадку у флюсі у вигляді порошку в металі, металевої стружки або порубаного дроту, а також збільшення густини зварювального струму, що й дозволяє зменшити питоме споживання електричної енергії на 30 – 40 %.

Таблиця 4.5.6 – Порівняння показників у разі переходу від ручного дугового зварювання на постійному струмі до напіваавтоматичного

Електрозварювання	Встановлена потужність, %	Питома витрата енергії, %	Швидкість зварювання, %
Ручне дугове на постійному струмі (однопостовий генератор)	100	100	100
Напіваавтоматична в середовищі вуглекислого газу	250	55	300

Для попередніх розрахунків рівня ефективності можна користуватися даними зміни коефіцієнта наплавлення (табл. 4.5.7), вважаючи, що питомі витрати електричної енергії змінюються обернено пропорційно до зміни цих коефіцієнтів.

Таблиця 4.5.7 – Коефіцієнти наплавлення для різних способів зварювання

Струм зварювання, А	Коефіцієнт наплавлення, г/(А·год)		
	Ручне дугове зварювання	Зварювання під флюсом	
		Постійний струм	Змінний струм
200	6	11	-
300	-	14	15
400	-	16,5	18
500	-	20,0	21
600	18	23	24

Використання електрошлакового зварювання. Електрошлакове зварювання на змінному струмі використовують для з'єднання деталей товщиною понад 30 – 40 мм. Відсутність відкритої дуги під час електрошлакового зварювання забезпечує стійкість процесу на змінному струмі та доцільніше використання електричної енергії. Втрати на нагрівання флюсу незначні, відсутнє розбризкування та вигорання металу. Коефіцієнт наплавлення для електрошлакового зварювання становить 25 – 30 г/(А·год).

Питоме електроспоживання на наплавлення обернено пропорційне до коефіцієнта наплавлення. Визначення рівня ефективності переходу на електрошлакове зварювання можна здійснити за (4.5.1), розрахувавши питоме споживання електричної енергії для поточного процесу зварювання та для електрошлакового зварювання.

ЛЕКЦІЯ 14

ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ОСВІТЛЮВАЛЬНИХ УСТАНОВКАХ

14.1. Загальні положення

В умовах постійного зростання вартості енергоресурсів виникає задавання підвищення рівня ефективності використання електричної енергії в освітлювальних установках. Цю проблему вирішують заходами:

- вдосконалення за рахунок прогресивних енергоефективних джерел світла;
- вдосконалення за рахунок впровадження нових принципів проектування та нормування освітлення;
- проведення енергоаудиту та модернізації освітлювальних установок та мереж;
- забезпечення належного рівня експлуатації освітлювальних установок з дотриманням нормативних вимог;
- стимулювання споживачів електричної енергії до використання енергоощадних джерел світла.

Прогнозовану оцінку можливого значення заощадженої електричної енергії від використання сучасних енергоефективних систем освітлення в різних галузях господарства показано на діаграмі рис. 4.7.1.

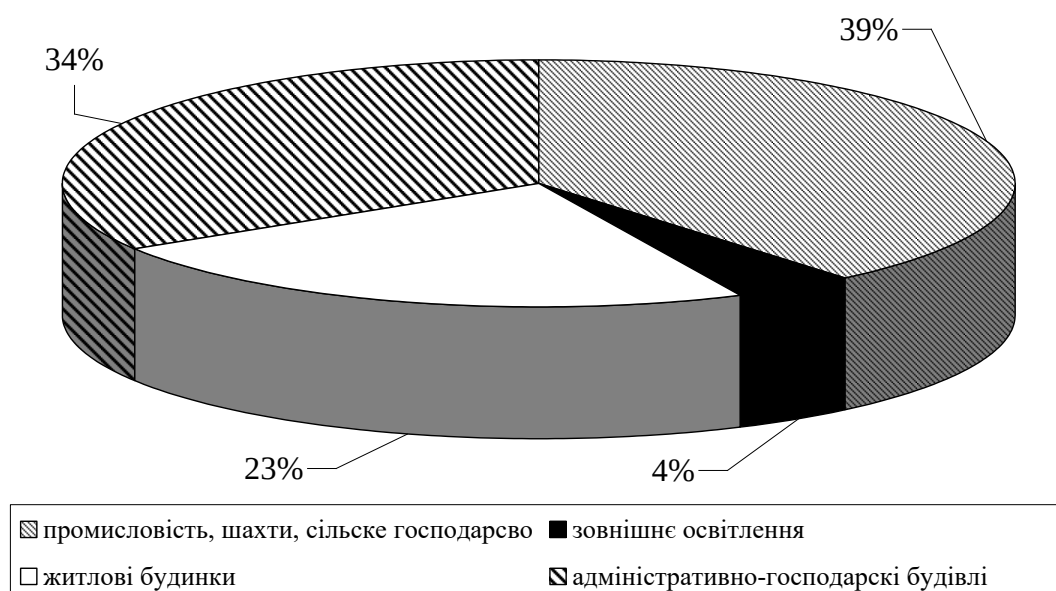


Рисунок 4.7.1 – Можливий рівень заощадження електричної енергії за рахунок впровадження сучасних енергоощадних систем освітлення в різних галузях господарства

Аналізування сучасного стану систем освітлення показало, що в різних галузях промисловості, міської інфраструктури, житловому секторі під час використання сучасних технологій освітлення витрати електричної енергії на освітлення для окремих позицій можуть бути зменшені на 40 – 60% .

14.2. Заходи з підвищення рівня енергоефективності на стадії проектування систем освітлення промислових підприємств

На стадії проектування освітлення промислових підприємств необхідно розглядати такі питання:

- нормування освітленості;
- вибір найефективніших джерел світла;
- раціональне розміщення освітлювальних приладів та їх приєднання;
- використання прогресивних схем живлення;
- рівномірний розподіл освітлювального навантаження за фазами;
- вибір спрямування випромінювання джерел світла;
- управління роботою освітлювальних приладів;
- особливі види виконання освітлення.

Правильно розрахована схема освітлення має відповідати встановленим нормативам для відповідного об'єкта, а саме нормам освітленості, показникам засліпленості (дискомфорту), коефіцієнту пульсації, кольоропередавання тощо. Під час вибору джерела світла доцільно використовувати такі, які забезпечують максимальну світловіддачу відповідно до конкретних умов та вимог якості освітлення. Під час проектування нових об'єктів потрібно використовувати сучасні енергоефективні джерела світла.

Найперспективнішим типом сучасних енергоефективних ламп є світлодіодні лампи. Світловипромінювальні діоди являють собою мікромініатюрні напівпровідникові джерела світла, в яких випромінювання виникає на напівпровідниковому переході внаслідок рекомбінації електронів та «дірок». у світловипромінювальних діодах використовують напівпровідникові матеріали високої чистоти, що леговані незначною кількістю контрольованих домішок, які створюють або надлишок електронів (матеріал n -типу) або їх нестачу (матеріал p – типу). У місці контакту матеріалів p – і n – типів створюється напівпровідниковий p – n перехід. Якщо до p – n переходу прикласти постійну напругу в декілька вольт прямої полярності, то прикладене поле буде змушувати переміщуватися електрони і «дірки» назустріч

одне одному і вони будуть рекомбінувати в зоні контакту, частково випускаючи фотони.

Спектр випромінювання залежить від матеріалу напівпровідника і домішок, що вводяться. Найпоширеніший арсенід галію GaAs, що дає випромінювання в близькій до інфрачервоної (ІЧ) області.

Перші світлодіоди промислового призначення створено на основі структур GaAsP/GaP. Крім них, у 60-і роки створено світлодіоди із GaP з червоним та жовто-зеленим світінням. Зовнішній квантовий вихід (відношення числа фотонів, що випромінюються світлодіодом, до загального числа перенесених через *p-n*-перехід елементарних зарядів) був не більшим від 0,1%. Довжина хвилі випромінювання таких приладів містилась в межах 500 – 600 нм, тобто в області найвищої чутливості людського ока, а отже, для індикації. Світлова віддача світлодіодів у такому випадку становила приблизно 1 – 2 Лм/Вт.

Подальше вдосконалення світлодіодів відбувалося за напрямками збільшення зовнішнього квантового виходу та розширення спектру випромінювання. Було досягнуто зовнішнього квантового виходу до 15% для червоної частини спектру (світловіддача до 10 Лм/Вт) та 30% – для інфрачервоної. Дослідження інших гетероструктур зумовили до створення ефективних світлодіодів, що випромінюють в інших діапазонах спектру. Так, світлодіоди на основі фосфідів алюмінію-галію-індію випромінювали червоно-оранжеве, жовте та жовто-зелене світло. Вони мали світловіддачу до 30 Лм/Вт (і зовнішній квантовий вихід до 55%). Потрібно розуміти, що, на відміну від ламп розжарювання, світлодіоди випромінюють світло у відносно вузькій смузі спектру, ширина якої становить 20 – 50 нм, та займають проміжне положення між лазерами, світло яких монохроматичне (випромінювання із певною довжиною хвилі), і лампами різних типів білого світла (суміш випромінювань різних спектрів). Іноді таке «вузькосмугове» випромінювання називають «квазімонохроматичним».

Світловіддача ламп розжарювання з червоним світлофільтром становить усього 3 Лм/Вт, тоді як у червоних світлодіодах – понад 30 Лм/Вт. Наприклад, новітні прилади забезпечують 50 Лм/Вт для червоної, 65 Лм/Вт для оранжево-червоної частини спектру і навіть 100 Лм/Вт для жовто-оранжевих світлодіодів. Тривалий час розвиток світлодіодів стримувала відсутність приладів, що випромінюють у синьому діапазоні. Цю проблему було вирішено кілька років тому за допомогою гетероструктури на основі нитриду індію-галію InGaN.

У синьо-зеленій області спектру вдалося досягти зовнішнього квантового виходу 20% та максимально наблизитися за рівнем енергоефективності до люмінесцентних ламп (світлова віддача 60 –

80 Лм/Вт). Після винайдення синіх світлодіодів стало можливим отримання будь-якого кольору, зокрема відтінків білого, простим їх змішуванням. У такому разі можна використовувати як окремі світлодіоди різних кольорів, так й трикристалні світлодіоди, що об'єднують кристали червоного, синього та зеленого свічення в одному корпусі.

Окрім високої світловіддачі, незначного енергоспоживання та можливості отримання будь-якого кольору випромінювання, світлодіоди мають достатньо переваг. Зокрема, відсутність нитки розжарювання через нетеплову природу випромінювання світлодіодів обумовлює значний термін експлуатації. Виробники світлодіодів декларують тривалість роботи до 100 тисяч годин, або 11 років безперервної роботи, – термін, порівняний з життєвим циклом багатьох освітлювальних установок. Відсутність скляної колби визначає дуже високу механічну міцність та надійність.

Внаслідок незначного тепловиділення та низьких значень живильної напруги світлодіоди характеризуються високим рівнем безпеки, а їх неінерційність гарантує швидкодію.

Надмініатюрність та вбудоване світлорозподілення визначають інші, не менш важливі переваги. Світлові прилади на основі світлодіодів компактні, плоскі та зручні під час монтажу.

Колірна температура та загальний індекс перенесення кольорів вельми актуальні для білих світлодіодів, що використовують для освітлення. Виробники декларують Ra до 75 – 85 (достатнє передавання кольорів). Ще кращих результатів можна досягти, «синтезуючи» білий колір шляхом змішування декількох кольорів, у такому разі білі світлодіоди можна використовувати разом з «кольоровими».

Отже, основні переваги світлодіодного освітлення порівняно з традиційними джерелами світла:

- 1) економічність;
- 2) довгочасність;
- 3) надійність – світлодіоди працюють у будь-яких погодних умовах за температур від -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$, характеризуються високою стійкістю до вібрації та механічних дій;
- 4) компактність – надмалі розміри світлодіодів обумовлюють можливість створення нестандартних освітлювальних приладів;
- 5) високий рівень світловіддачі;
- 6) безпечність – не застосовуються небезпечні речовини (на зразок ртуті); мала температура нагрівання корпусу світлодіода; відсутність мерехтіння;

7) спрямованість випромінювання – використання різних оптичних аксесуарів (лінзи, коліматори, рефлектори) дозволяють регулювати спрямованість світлення;

8) мала інерційність – ввімкнення / вимкнення за годину < 100 нс;

9) значне заощадження споживаної електроенергії та високе значення ККД, що обумовлює швидку окупність.

За результатами досліджень світлових спектрів світлодіодних ламп виявлено значну складову в спектрі блакитних та ультрафіолетових хвиль, яка є небезпечною для сітківки ока, особливо молоді до 25 років (рис. 4.7.2 – 4.7.3). Тому, на сьогодні, не рекомендується застосовувати світлодіодні лампи в навчальних аудиторіях.

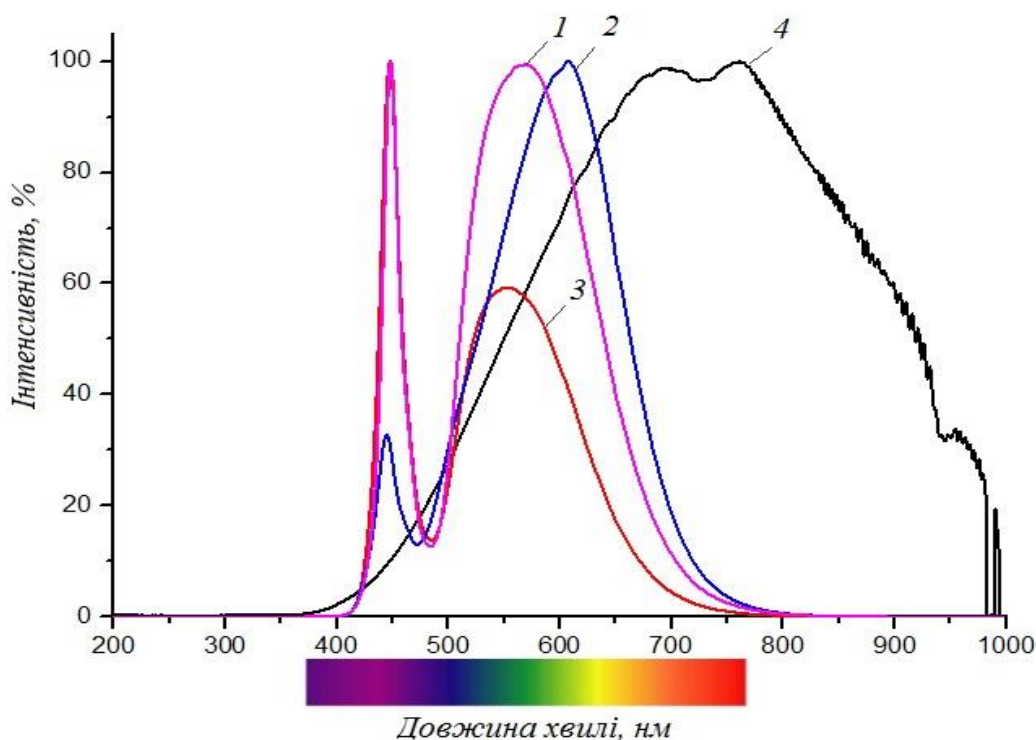


Рисунок 4.7.2 – Порівняння спектрів світлодіодних ламп та лампи розжарювання (1 – світлодіодна лампа «SvetaLED», 2 – світлодіодна лампа «Оптоган», 3 – китайська LED лампа, 4 – лампа розжарення)

На сьогодні використання світильників із сучасними світлодіодами є доцільним для освітлення об'єктів, в яких, згідно з нормативною документацією, відсутні вимоги до рівномірності світлового поля та якості передачі кольорів. До таких об'єктів належать: сходові клітки (майданчики, прольоти, марші); коридори; підвали; горища, технічні поверхи; теплові пункти, насосні, електрощитові.

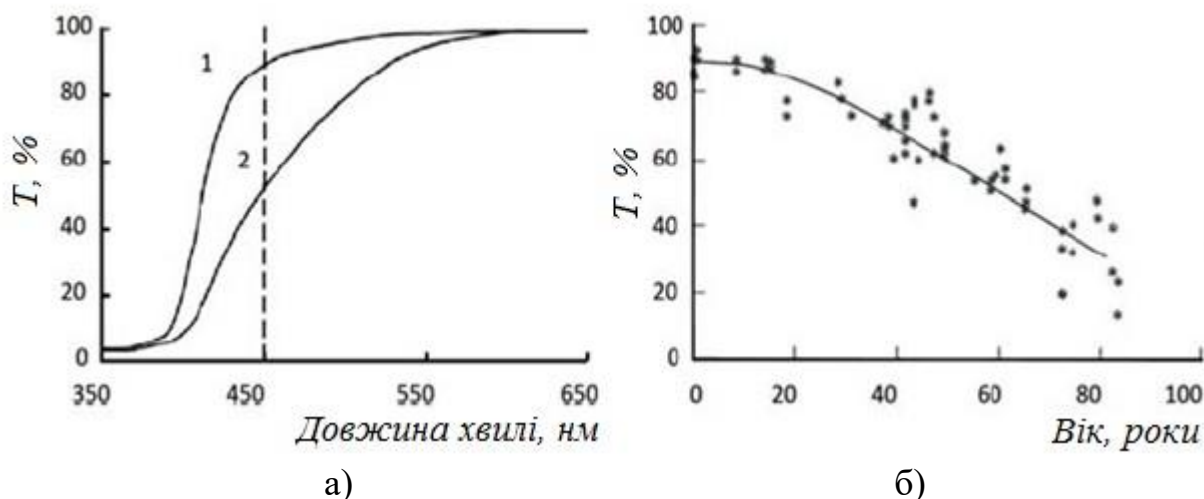


Рисунок 4.7.3 – Середньостатистичні спектральні та вікові залежності коефіцієнта проникнення кришталіка очей людей:

а) кришталік 5 – 15-річних та 45 – 55 – річних людей, вертикальна мітка акцентує різницю в проникненні між кришталіками дуже молодих (1) та дорослих (2) людей; б) вікова залежність коефіцієнта проникнення кришталіків на довжині хвилі 440 нм

Загалом під час розгляду питань щодо вибору джерела світла для освітлення виробничих приміщень потрібно проаналізувати переваги та недоліки джерел світла й відповідно до отриманих результатів зробили висновки щодо необхідності та доцільності застосування ламп з урахуванням рекомендацій СНіП. У табл. 4.7.1 наведено основні характеристики джерел світла.

Якщо розташувати джерела світла за зростанням їх енергетичної ефективності, то лампи, які серійно виготовляються промисловістю, розташуються таким чином:

1. Лампи розжарювання (ЛР).
2. Дугові ртутні лампи (ДРЛ).
3. Люмінесцентні лампи (ЛЛ).
4. Металогалоїдні лампи (МГЛ).
5. Натрієві лампи високого тиску (НЛВТ).
6. Натрієві лампи низького тиску (НЛНТ).
7. Світлодіоди (СД).

Зі збереженням нормативних рівнів освітленості за рахунок вищої світлової віддачі високоефективні джерела світла дозволяють отримати значне заощадження електричної енергії (рис. 4.7.4.).

Таблиця 4.7.1 – Основні характеристики джерел світла

Тип джерела світла	Досягнута світловіддача, лм/Вт	Термін дії, год	Індекс кольоропередачі, Ra
Лампи розжарювання	7 – 18	800 – 1000	100
Галогенні лампи розжарювання	13 – 30	3000	100
Люмінесцентні лампи	50 – 80	10000 – 12000	60-85
Компактні люмінесцентні лампи	40 – 80	6000 – 12000	85
Ртутні високого тиску	40 – 55	12000 – 20000	40 – 60
Натрієві лампи високого тиску	80 – 150	10000 – 15000	23 – 80
Натрієві лампи низького тиску	100 – 200	10000 – 15000	–
Ксенонові лампи	120 – 150	2000	70 – 95
Металогалогенові лампи	70 – 90	8000 – 10000	70 – 95
Індукційні ртутні низького тиску	200	60000	–
Світлодіодні лампи	75 – 120	100000	75 – 85

Значною мірою рівень ефективності освітлення залежить від оптимального вибору та розміщення світильників відповідно до конкретних технологічних та архітектурних параметрів приміщень.

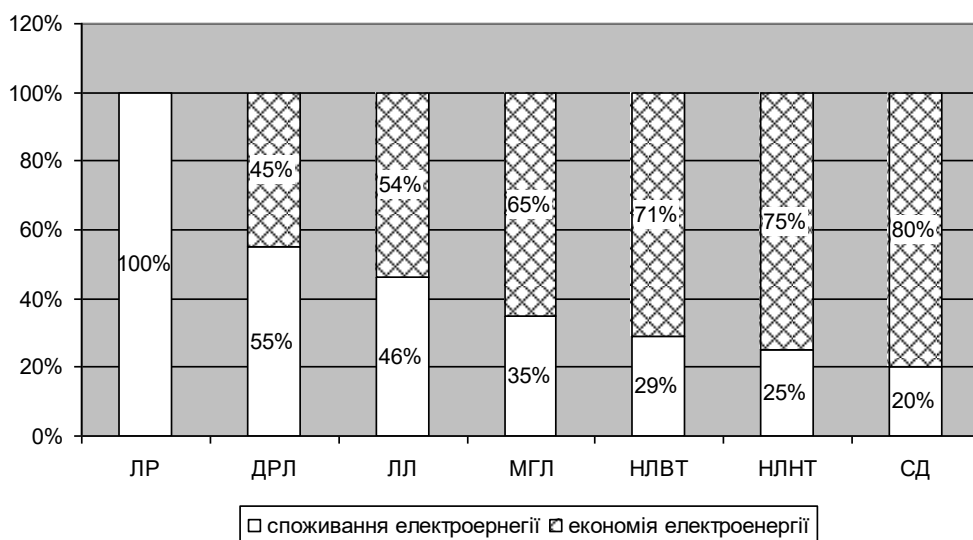


Рисунок 4.7.4 – Енергетична ефективність джерел світла

Світильники класифікують за світлотехнічними параметрами та конструктивними характеристиками. Вибираючи світильник, необхідно враховувати його конструктивне виконання, силу світла, його розподіл, яскравість та економічність. Від правильного вибору світильника і його розміщення залежить якість освітлення в приміщенні: його рівномірність, розподіл яскравості на внутрішніх поверхнях, ступінь прямого й відбитого блиску, затінення робочого місця, оптимальний розподіл тіней тощо.

Комплексну ефективність світильників, використаних для загального освітлення в приміщеннях, можна оцінити за допомогою коефіцієнта використання світлового потоку – відношення світлового потоку, що падає на робочу поверхню, до загального світлового потоку світильників. Цей коефіцієнт визначають за довідковими даними в залежності від прийнятого типу світильника, відбивної властивості поверхні приміщення та індексу приміщення. Таким чином, для конкретного приміщення коефіцієнт використання світлового потоку буде вищим у разі прийняття енергоефективнішого світильника та може бути покращеним за рахунок поліпшення відбивної властивості поверхонь приміщення, що пов'язано з фарбуванням їх у світліші тони.

Правильний вибір світильників за розподілом сили світла сприяє мінімальним витратам електричної енергії. Можливе її заощадження внаслідок використання світильників з найкращим для заданих умов розподілом, становить 15 – 20 % у приміщеннях невеликої висоти і 20 – 40 % у високих.

Так, у разі заміни дифузійних люмінесцентних світильників на дзеркальні можна заощадити до 30 % електричної енергії.

Сучасні типи світильників комплектують пускорегулювальними електромагнітними апаратами (ПРА) зі зниженими витратами та електронними ПРА.

Можливе зменшення витрати електричної енергії за рахунок збільшення світлової віддачі комплекту ламп + ПРА у світильниках зі стандартними ЛЛ і компактними люмінесцентними лампами (КЛЛ) становить для:

- ПРА зі зниженими втратами – 6 – 26 %;
- електронними ПРА – 14 – 55 %.

Штучне освітлення виробничих приміщень може бути виконано системами загального або комбінованого (загальне в поєднанні з локальним) освітлення. Відповідно до чинних норм штучного освітлення в приміщеннях, де переважно виконують зорові роботи найвищої, високої та середньої точностей, що характеризуються I – IV

розрядами, освітлювальні установки повинні бути реалізовані, як правило, системою комбінованого освітлення.

Вибір найдоцільнішої та водночас економічно виправданої системи освітлення для точних зорових робіт є завданням галузевого нормування штучного освітлення. Витрати на устаткування локального освітлення значною мірою залежать від щільності розташування робочих місць у приміщенні. У разі її збільшення та відповідного зменшення площі, що припадає на одного працівника, зведені витрати на локальне освітлення різко зростають. Тому економічна ефективність локального освітлення може бути різною залежно від способу організації робочих місць на освітлюваній ділянці. Для незначної кількості робочих місць у приміщенні застосування системи комбінованого освітлення є економічно та енергетично доцільним, оскільки високу освітленість потрібно забезпечити на незначній кількості робочих місць, тоді як загальне освітлення приміщення невисоке. Однак для системи загального освітлення цього ж приміщення значно більшу освітленість необхідно забезпечити на всіх робочих місцях, тобто практично на всій площі приміщення. Зі збільшенням кількості робочих місць у приміщенні позитивний ефект від застосування системи комбінованого освітлення зменшується. За деякої щільності розташування робочих місць економічність обох систем освітлення виявиться однаковою, а в разі збільшення щільності розташування робочих місць на ділянці використання системи комбінованого освітлення вже не дозволяє заощадити електричну енергію.

Вищенаведене можна проілюструвати відповідною графічною залежністю $W = f(S)$ (рис. 4.7.5).

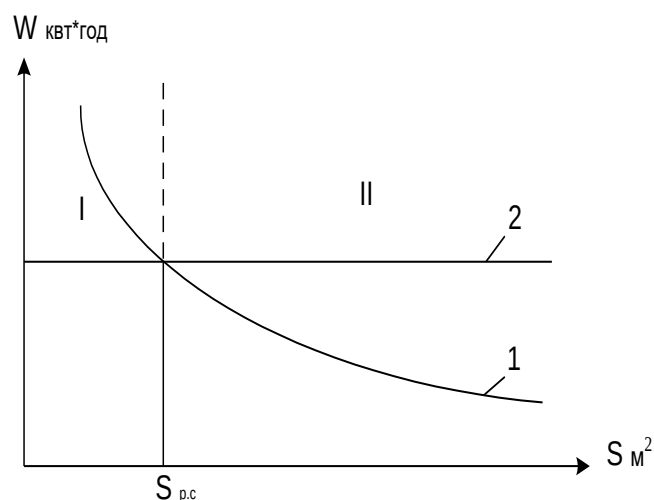


Рисунок 4.7.5 – Залежність втрат електричної енергії від площі робочого місця в системі комбінованого (1) і загального (2) освітлень

Аналіз показує, що в разі, якщо $S \leq S_{p.e}$, комбіноване освітлення енергетично неефективне ($S_{p.e}$ – площа робочого місця, на якій системи загального та комбінованого освітлення є рівно ефективними), а для $S > S_{p.e}$ комбіноване освітлення є енергетично ефективним.

Рекомендації щодо сфер застосування систем освітлення та рівень їх енергетичної ефективності наведено в табл. 4.7.2.

Таблиця 4.7.2 – Рекомендовані сфери застосування систем загального та комбінованого освітлень та відповідні значення заощадженої електричної енергії

Розряд зорової праці	Системи освітлення		Заощадження електричної енергії
	комбіноване	загальне	
I, II а, б	Рекомендовано	Не рекомендовано	—
II в, г	Рекомендовано для $S > 3$	Рекомендовано для $S \leq 3$	до 60 %
III	Рекомендовано для $S > 5$	Рекомендовано для $S \leq 5$	до 15%
IV а, б	Рекомендовано для $S > 10$	Рекомендовано для $S \leq 10$	15 – 20%
IV в, г	Не рекомендовано	Рекомендовано	—

Примітка: Для розрядів II в, г, III і IV рекомендовано систему комбінованого освітлення незалежно від площі, відведеної на одного працівника, у випадку затінення робочої зони чи специфічних вимог до освітлення. S – середня площа, m^2 на одного робітника (частка ділення всієї площі приміщення на кількість робочих місць у ньому).

Значного заощадження електричної енергії можна досягнути за рахунок максимального використання природного освітлення в поєднанні з автоматичним управлінням штучним освітленням. Враховувати зміни інтенсивності природного світла особливо важливо для приміщень з недостатнім природним освітленням, в яких застосовують систему суміщеного освітлення. Під суміщеним освітленням розуміють спосіб освітлення, за якого недостатнє за

нормами природнє освітлення компенсується впровадженням штучного освітлення.

14.3. Заходи з підвищення рівня енергоефективності під час експлуатації освітлювальних приладів

Проблема заощадження електричної енергії під час експлуатації освітлювальних приладів має як технічні, так і організаційні аспекти.

Для комплексного вирішення цієї проблеми необхідно провести енергетичний аудит стану систем освітлення, відповідності їх нормативним вимогам та умовам технологічних процесів. Під час проведення енергоаудиту досліджують та аналізують усі можливі напрямки підвищення рівня ефективності систем освітлення та заощадження електричної енергії.

Розрахунки значень заощадженої електричної енергії в діючих освітлювальних установках приміщень під час проведення енергетичного аудиту здійснюють за такою методикою:

1. Встановлена потужність, Вт:

$$P_i = P_L \cdot k_{ПРА} \cdot N, \quad (4.7.1)$$

де P_i – потужність освітлювальної установки i -го приміщення в обстежуваному об'єкті; $k_{ПРА}$ – коефіцієнт втрат у пускорегулювальній апаратурі освітлювальних приладів (для люмінесцентних ламп зі схемами стартерів увімкнення $K_{ПРА} = 1,2$, з безстартерними схемами $K_{ПРА} = 1,3 - 1,35$, для ламп ДРЛ $K_{ПРА} = 1,12$); P_L – потужність лампи; N – кількість однотипних ламп в освітлювальній установці i -го приміщення.

2. Річне енергоспоживання, кВт·год/рік:

$$\Delta W_P = \sum_{i=1}^n W_{Pi} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_{Pi} \cdot k_{Bi}, \quad (4.7.2)$$

де ΔW_P – сумарне річне споживання електричної енергії; W_{Pi} – річне споживання i -го приміщення; T_{Pi} – річна тривалість роботи системи i -го приміщення; k_{Bi} – коефіцієнт використання встановленої електричної потужності i -го приміщення, n – загальна кількість приміщень, шт.

3. Питоме енергоспоживання, кВт·год/м²:

$$W_{P\text{ ПИТ}} = \frac{W_P}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (4.7.3)$$

де $W_{P\text{ ПИТ}}$ – річне питоме споживання електричної енергії; S_i – площа i -го приміщення в досліджуваному об'єкті.

4. Питомі показники енергоспоживання або встановленої потужності (Вт/м²) дозволяють на основі норм приблизно (із точністю $\pm 20\%$) оцінити загальний потенціал заощадженої енергії.

Для точнішої оцінки кожного заходу потрібно визначити фактичне середнє значення освітленості з урахуванням відхилення напруги в мережі від номінального за виразом, лк:

$$E_\Phi = \frac{E'_\Phi \cdot U_H}{U_H - k \cdot (U_H - U_{CP})}, \quad (4.7.4)$$

де E_Φ – фактична освітленість, лк; k – коефіцієнт, що враховує зміни світлового потоку лампи від відхилення напруги мережі живлення ($k = 4$ для ламп розжарювання, $k = 2$ для газорозрядних ламп); U_H – номінальна напруга мережі, В; U_{CP} – середнє фактичне значення напруги $U_{CP} = (U_1 + U_2)/2$, В ($U_1; U_2$ – максимальне та мінімальне значення напруги під час вимірювань).

5. Для обліку відхилення фактичної освітленості від нормативних значень визначаємо коефіцієнт зведення:

$$k_{ni} = E_{\Phi i} / E_{Hi}, \quad (4.7.5)$$

де k_{ni} – коефіцієнт зведення освітленості i -го приміщення; $E_{\Phi i}$ – нормоване значення освітленості в i -ому приміщенні; E_{Hi} – фактичне значення освітленості в i -ому приміщенні.

6. Потенціал річного заощадження електричної енергії на обстежуваному об'єкті визначають за виразом, кВт·год/рік:

$$\Delta W_P = \sum_{i=1}^n k_{ni} \cdot \sum_{k=1}^f W_i^k, \quad (4.7.6)$$

де W_i^k – потенціал економії електричної енергії в кВт·год/рік для i -го приміщення і k -го заходу.

Перехід на джерела світла з вищою світловіддачею та більшим коефіцієнтом корисної дії

Одним з найрезультативніших заходів є використання сучасних енергоефективних джерел світла замість джерел, які мають нижчі енергетичні параметри.

Нині поширені газорозрядні лампи, які економічніші за лампи розжарювання. Лампи розжарювання мають низький енергетичний ККД; потужність видимого випромінювання не більше 6 % від потужності, яка споживається, а газорозрядні лампи мають вищий ККД – близько 17 % і більше.

У разі заміни ламп розжарювання люмінесцентними лампами та дуговими ртутними лампами кожне підприємство може підвищити освітленість робочих місць більш ніж удвічі, отримати реальну економію енергії та покращити умови праці.

У табл. 4.7.3. наведено дані щодо потужностей та світлових потоків ламп розжарювання, люмінесцентних та дугових ртутних ламп, у табл. 4.7.4 – світловіддача та тривалість експлуатації різних типів джерел світла.

Таблиця 4.7.3 – Потужність та світловий потік для різних джерел світла

Лампи розжарювання		Люмінесцентні лампи		Дугові ртутні лампи	
Потужність, Вт	Світловий потік, лк	Потужність, Вт	Світловий потік, лк	Потужність, Вт	Світловий потік, лк
15	105	15	630	—	—
25	205	30	1740	—	—
40	430	40	2480	—	—
75	950	80	4320	80	2950
100	1380	125	6200	125	5200
150	1900	150	8000	—	—
200	2700	200	10000	250	11000
300	4350	—	—	400	18000
500	8100	—	—	—	—
750	13100	—	—	700	35000
1000	18200	—	—	1000	50000

Таблиця 4.7.4 – Світловіддача та тривалість експлуатації різних джерел світла

№ з/п	Тип джерела світла	η_L , лм/Вт	Тривалість експлуатації, год
1	Лампи розжарювання	5 – 18	1000
2	Дугова ртутна лампа	25 – 55	15000
3	Компактна люмінесцентна лампа (5 – 26 Вт)	20 – 55	10000
4	Компактна люмінесцентна лампа (27 – 55 Вт)	50 – 80	10000
5	Люмінесцентна лампа	65 – 100	12000
6	Металогалогенна лампа	45 – 100	10000
7	Натрієва лампа високого тиску	45 – 150	15000
8	Натрієва лампа низького тиску	55 – 200	28000
9	Світлодіодні	110 – 200	100000

Під час вибору люмінесцентних ламп необхідно враховувати, що найбільшого енергозберігаючого ефекту можна досягнути впровадженням люмінесцентних ламп ЛБ (табл. 4.7.5).

Таблиця 4.7.5 – Потужність та світловий потік люмінесцентних ламп

№ з/п	Тип ламп	Потужність лампи, Вт	Світовий потік лампи, лм
1	ЛБ-15	15	630
2	ЛХБ-15, ЛД-15, ЛДЦ-15-1	15	430-600
3	ЛБ-20	20	980
4	ЛХБ-20, ЛД-20 ЛДЦ-20-1	20	620 – 900
5	ЛБ-30	30	1740
6	ЛХБ-30, ЛД-30 ЛДЦ-30-1	30	1110 – 1500
7	ЛБ-40	40	2480
8	ЛХБ-40, ЛД-40, ЛДЦ-40-1	40	1520 – 2200
9	ЛБ-65	65	3970
10	ЛБ-80	80	4320
11	ЛХБ-80, ЛД-80, ЛДЦ-80-1	80	2720 – 3840
12	ЛХБ-125	125	6200
13	ЛХБ-150	150	8000
14	ЛХБ-200	200	10000
15	ЛБЖ-80	80	4320

Окрім того лампи ЛБ ще й універсальніші та використовуються в різних електроосвітлювальних установках.

Під час порівняння рівня ефективності використання газорозрядних ламп і ламп розжарювання необхідно враховувати деякі суттєві особливості газорозрядних ламп. Відомо, що газорозрядні лампи мають спадну вольт-амперну характеристику; зі збільшенням струму лампи напруга на ній зменшується. Тому ввімкнення лампи безпосередньо в мережу призводить до швидкого необмеженого зростання струму та перегорання лампи.

Тому в коло газорозрядних ламп обов'язково вводять баластний опір, який належить до складу ПРА.

Порівняння рівнів енергетичної ефективності різних джерел світла для орієнтовної оцінки заощадженої електричної енергії в разі заміни ламп з урахуванням допусків на розрахункову освітленість наведено в табл. 4.7.6.

Таблиця 4.7.6 – Значення можливого заощадження електричної енергії за рахунок переходу на ефективніші джерела світла

Замінювані джерела світла	Значення можливого заощадження електричної енергії, %	
	Межі зміни економії	Середнє значення економії
Люмінесцентні лампи на металогалоїдні лампи	Від – 1,0 до + 43,0	24
Ртутні лампи на металогалоїдні лампи	Від + 22,0 до + 56,0	42
Ртутні лампи на люмінесцентні лампи	Від – 3,0 до + 42,0	22
Ртутні лампи на натрієві лампи	Від + 26,0 до + 59,0	45
Лампи розжарювання на металогалоїдні лампи	Від + 55,0 до + 75,0	66
Лампи розжарювання на люмінесцентні лампи	Від + 40,0 до + 66,0	55
Лампи розжарювання на ртутні лампи	Від + 23,0 до + 57,0	42
Лампи розжарювання на натрієві лампи	Від + 57,0 до + 76,0	68

Примітка: знак «+» відповідає заощадженню електричної енергії, а знак «-» перевитраті, яка можлива у випадку заміни варіанта з менш ефективним джерелом світла.

Значні резерви заощадження електричної енергії має заміна світильників на ефективніші, з вищим коефіцієнтом корисної дії. Наприклад, світильники з опаловими розсіювачами мають коефіцієнт корисної дії близько 50 %. Заміна опалових розсіювачів на призматичні збільшує коефіцієнт корисної дії люмінесцентних світильників до 75 %. Високим рівнем ефективності відзначаються світильники з відкритими люмінесцентними лампами. Відсутність екранних та розсіювальних елементів дозволяє збільшити ККД світильників до 85 % і більше.

Можливе заощадження електричної енергії за рахунок використання світильників з найкращим для заданих умов розподілом становить 15 – 20 % у приміщеннях невеликої висоти і 20 – 40 % – у високих. Так заміною дифузійних люмінесцентних світильників на дзеркальні можна заощадити до 30 % електричної енергії.

Заощадження електричної енергії в результаті переходу на інший тип джерела світла з вищою світловіддачею визначають із виразу, кВт·год/рік:

$$\Delta W_i = W_{Pi} \cdot (1 - k_{E\Phi i} \cdot k_{зПi}), \quad (4.7.7)$$

де $k_{E\Phi i}$ – коефіцієнт ефективності заміни типу джерела світла; $k_{зПi}$ – коефіцієнт запасу, що враховує зниження світлового потоку лампи впродовж терміну використання (за заміни ламп з близьким за значенням $k_{зП}$, але з різною ефективністю $k_{E\Phi}$ не враховують або корегують, окрім випадку проведення обстеження після групової заміни джерел світла).

$$k_{E\Phi i} = \frac{h}{h_N}, \quad (4.7.8)$$

де h – світловіддача наявного джерела світла, лм/Вт; h_N – світловіддача запропонованого до встановлення джерела світла, лм/Вт.

За розрахунковим значенням встановленої потужності (із світлотехнічного розрахунку) заощадження електричної енергії в разі заміни світильників визначають із виразу, кВт·год/рік:

$$\Delta W_i = W_{Pi} - P_i^N \cdot T_{Pi}, \quad (4.7.9)$$

де P_i^N – встановлена потужність після заміни світильників; T_{Pi} – річна тривалість роботи системи штучного освітлення i -го приміщення.

У випадку спрощеної оцінки (за заміни світильників на аналогічні за світлорозподілом та розташуванням) розрахунок проводять за виразом, кВт·год/рік:

$$\Delta W_i = W_{Pi} \cdot \left(1 - k_{E\Phi i} \cdot k_{зПi} \cdot k_{\eta i} \cdot k_{CBi} \cdot \frac{k_{ППAi}^N}{k_{ППAi}} \right), \quad (4.7.10)$$

де k_{CBi} – коефіцієнт, що враховує підвищення ККД світильника.

$$k_{CBi} = \eta_i / \eta_i^N, \quad (4.7.11)$$

де η_i – паспортний ККД існуючих світильників; η_i^N – паспортний ККД передбачуваних до встановлення світильників.

У разі значної кількості однотипних приміщень в обстежуваній будівлі зі схожими параметрами розрахунок проводять за допомогою питомих показників заощадження електричної енергії, кВт·год/рік:

$$\Delta W_{ПИТ}^j = \Delta W_i^j \cdot S_i^j, \quad (4.7.12)$$

де $\Delta W_{ПИТ}^j$ – значення питомого заощадження електричної енергії для j -типу приміщення; ΔW_i^j – розрахункове значення заощадження електричної енергії для i -го приміщення; S_i^j – площа i -го приміщення.

Загальне значення заощадженої електричної енергії в системах освітлення обстежуваного об'єкта визначають за виразом, кВт·год/рік:

$$\Delta W_P = \sum_{j=1}^N \Delta W_{ПИТ}^j \cdot S_i^j, \quad (4.7.13)$$

де S_i^j – загальна площа приміщень i -го типу; N – кількість типів приміщень.

У всіх освітлювальних установках доцільно проводити групову заміну ламп із запланованою періодичністю. Під час технічного обслуговування люмінесцентних світильників із стартерами економічно доцільнішим є проведення групової заміни вимикачів, стартерів удвічі рідше, ніж ламп, тобто під час кожної другої заміни ламп.

Оптимальний період заміни залежить від витрат на електроенергію та видатків на оплату робочої сили для конкретної установки. Загальне правило полягає в тому, що групову заміну ламп необхідно проводити тоді, коли вартість марно витраченої енергії стає рівною вартості заміни ламп. Додаткове обмеження полягає в тому, що

лампи треба замінювати до того, як їхній світловий потік знизиться до 70 % від первинного значення.

Для зниження витрати електричної енергії освітлювальними установками необхідно здійснювати контроль за справністю баластних та компенсувальних конденсаторів у ПРА для люмінесцентних ламп. У разі пробою баластного конденсатора в індуктивно-ємкісних ПРА дволампових люмінесцентних світильників приблизно в 4,4 раза збільшується реактивний струм, споживаний світильником і відповідно зростають втрати потужності в електричній мережі. У разі пробою компенсувального конденсатора, встановленого паралельно до мережових клем світильника, виникає збільшення реактивного струму в 2 рази, а втрати потужності у 4 рази.

Для люмінесцентних ламп характерний режим роботи із залиплими контактами стартера тліючого розряду (світяться тільки кінці лампи). У такому режимі струм світильника зростає в 1,2 – 1,8 раза, порівняно з номінальним струмом, одночасно різко зменшується світловий потік.

Приклад 4.7.1. Для зовнішнього освітлення підприємства використовують 28 світильників з лампами ДРЛ 400 (світловий потік – 22000 лм, потужність – 400 Вт). Рекомендовано замінити зазначені світильники на натрієві з лампами ДНаТ 250 (23000 лм, 250 Вт). Визначити термін окупності заміни світильників.

Розв'язок. 1. Сумарні світлові потоки наявного та рекомендованого варіантів становлять:

$$\Phi_{ic} = 22000 \cdot 28 = 616000 \text{ лм};$$

$$\Phi_{рек} = 23000 \cdot 28 = 644000 \text{ лм}.$$

Отже, сумарний світловий потік зміниться несуттєво.

2. Сумарні потужності світильників наявного та рекомендованого варіантів становлять:

$$P_{ic} = 400 \cdot 28 = 11200 \text{ Вт};$$

$$P_{рек} = 250 \cdot 28 = 7000 \text{ Вт}.$$

3. Капітальні витрати, пов'язані з купівлею натрієвих світильників з вартістю світильника вітчизняного виробництва 255 грн:

$$K = 255 \cdot 28 = 7140 \text{ грн}.$$

Світильники встановлює електрик підприємства, тому додаткових витрат на монтаж не буде.

4. Значення річного заощадження електричної енергії за використання натрієвих світильників замість світильниками з лампами ДРЛ становить, кВт·год/рік:

$$\Delta W = (P_{iC} - P_{PEK}) \cdot \tau_{OC},$$

де $\tau_{OC} = 3600$ год/рік – річна тривалість використання максимуму освітлювального навантаження.

У результаті отримаємо:

$$\Delta W = (11200 - 7000) \cdot 10^{-3} \cdot 3600 = 15120 \text{ кВт·год/рік.}$$

5. З урахуванням тарифу на електричну енергію $C_0 = 1,68$ грн/(кВт·год) заощадження видатків буде становити:

$$\Delta B = 1,68 \cdot 15120 = 25401,6 \text{ грн/рік.}$$

6. Термін окупності визначають виразом:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Delta B};$$

$$T_{OK} = \frac{7140}{25401} = 0,28 \text{ року,}$$

де K – додаткові витрати на встановлення нового електрообладнання, грн; ΔB – зменшення річних видатків у результаті встановлення нового електрообладнання, грн/рік.

Отже, заміна світильників є економічно доцільною.

Приклад 4.7.2. Система освітлення цеху виконана світильниками РСП-17 з лампами ДРЛ-700 ($P_{Л1} = 700$ Вт, $\Phi_{Л1} = 41000$ лм, $K_{ПРА1} = 1,12$). Загальна кількість світильників 24 шт (3 ряди по 8 світильників у кожному ряді). Визначити значення річного заощадження електричної енергії системою освітлення цеху у разі заміни ламп ДРЛ на лампи ДНаТ-40 ($P_{Л2} = 400$ Вт, $\Phi_{Л2} = 47500$ лм, $K_{ПРА2} = 1,15$). Річна тривалість роботи системи освітлення цеху становить $T_p = 3400$ годин. Коефіцієнт попиту $K_{П} = 0,95$. У розрахунках використовувати номінальні параметри джерел світла.

Розв'язок. 1). Розраховуємо необхідну кількість світильників у разі заміни ламп ДРЛ-700 на лампи ДНаТ -40:

$$n_2 = \frac{n_1 \cdot \Phi_1}{\Phi_2};$$

$$n_2 = \frac{24 \cdot 41000}{47500} \approx 20 \text{ шт.}$$

2. Визначаємо значення річного заощадження електричної енергії:

$$\Delta W = T_P \cdot K_{II} \cdot (n_1 \cdot P_{Л1} \cdot K_{ППА1} - n_2 \cdot P_{Л2} \cdot K_{ППА2});$$

$$\Delta W = 3400 \cdot 0,95 \cdot (24 \cdot 700 \cdot 1,12 - 20 \cdot 400 \cdot 1,15) = 31059,7 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

Використання джерел світла в денний час

Порушення графіків увімкнення та вимкнення освітлення, викликане використанням джерел світла у денний час, обумовлює додаткові втрати енергії, які визначають за встановленою потужністю освітлення і за тривалістю денного часу, кВт·год:

$$\Delta W_{OCB} = P \cdot k_{II} \cdot (8760 - \tau_{OC}), \quad (4.7.14)$$

де P – потужність всіх ламп освітлювального навантаження (робоче, аварійне, охоронне тощо), кВт; k_{II} – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження залежно від характеру виробничого приміщення (табл. 4.7.7); τ_{OC} – кількість годин використання максимуму освітлювального навантаження залежно від виду його виду, кількості змін та географічної широти розташування підприємства (табл. 4.7.8).

Таблиця 4.7.7 – Коефіцієнт попиту освітлювального навантаження для різних типів приміщень

№ з/п	Найменування об'єктів	k_{II}
1	Невеликі виробничі будівлі й торговельні приміщення	1,0
2	Виробничі будівлі, які складаються із кількох окремих приміщень	0,95
3	Виробничі будівлі, які складаються із окремих великих прогонів	0,95
4	Бібліотеки, адміністративні будівлі, підприємства харчування	0,9
5	Навчальні, дитячі й лікувальні заклади, конторські й побутові будівлі	0,8
6	Складські приміщення, електропідстанції	0,6

Таблиця 4.7.8 – Річна кількість годин використання максимуму освітлювального навантаження

№ з/п	Вид освітлювального навантаження	τ_{OC}
Внутрішнє освітлення		
1	Робоче освітлення (для місцевості на широті 56°):	
	- за одну зміну	250
	- за дві зміни	1850
	- за три зміни	4000
2	Аварійне освітлення	4800
Зовнішнє освітлення		
3	Робоче освітлення заводських територій, яке вмикають щоночі:	
	- на всю ніч	3600
	- до 1-ої години	2450
	- до 24-х годин	1750
4	Робоче освітлення, яке вмикають у робочі дні:	
	- на всю ніч	3000
	- до 1-ої години	2000
	- до 24-х годин	1750
5	Охоронне освітлення, яке вмикають щодоби на всю ніч	3500
6	Робоче освітлення території селища, яке вмикають щоночі	
	- на всю ніч	3500
	- до 1-ої години	2350
	- до 24-х годин	1950

Завищення встановленої потужності освітлювальних установок

Втрати енергії в разі завищення потужності освітлювальних установок, кВт·год:

$$\Delta W_{OCB} = (P_{\Phi} - P) \cdot k_{II} \cdot \tau_{OC}, \quad (4.7.15)$$

де P_{Φ} – фактична потужність ламп, кВт; P – потужність ламп, визначена проектом або нормами освітленості, кВт; k_{II} – коефіцієнт попиту

освітлювального навантаження (табл. 4.7.7); τ_{OC} – кількість годин використання максимуму освітлювального навантаження (табл. 4.7.8).

Для отримання кількості годин використання максимуму освітлювального навантаження в інших широтах значення τ_{OC} , наведене в табл. 4.7.8, треба множити на поправковий коефіцієнт α , який визначають залежно від географічної широти місцевості та кількості змін. Для однозмінного режиму $\alpha = 0,7 - 1,4$, для дво- чи тризмінного $\alpha = 0,96 - 1,05$.

Підвищення ККД освітлювальних установок за рахунок їх очищення та зміни кольору стін

Забруднення світильників речовинами, які містяться в повітрі виробничих приміщень – пилом, брудом, конденсатом парів і газів – призводить до різкого зниження їхнього ККД і зміни форми кривої розподілу світла. У запилених та забруднених виробництвах спостерігаються випадки зменшення освітленості у 8 – 10 разів, що й обумовлює перманентну необхідність підтримання належної чистоти освітлювального обладнання в терміни, визначені ПУЕ [5] та відомчими інструкціями (табл. 4.7.9).

Таблиця 4.7.9 – Рекомендовані терміни очищення світильників

№ з/п	Приміщення	Терміни очищення світильників
1	У приміщеннях із значним виділенням пилу, диму й кіптяви: цехи доменні, мартенівські, ливарні, кувальні, цементних заводів; підготовчі відділи текстильних фабрик; збагачувальні фабрики тощо	2 рази на 1 місяць
2	У приміщеннях із середнім виділенням пилу, диму та кіптяви: цехи прокатні механічні, збірні, металоконструкцій тощо	1 раз на 3 місяці
3	У приміщеннях з незначним виділенням пилу: цехи підприємств легкої й харчової промисловості, адміністративно-канторські приміщення, лабораторії, конструкторські й проектні зали	1 раз на 3 місяці
4	Установки зовнішнього освітлення	1 раз на 4 місяці

Невчасне очищення світильників може погіршити освітленість на 15 – 30 %, що призводить до зниження продуктивності праці та якості продукції, погіршення психофізіологічного стану персоналу, підвищення травматизму. У зв'язку із цим на кожному підприємстві необхідно розробити графік очищення світильників, який затверджують документально.

Якщо регулярно протирати скло виробничих будівель та приміщень (не менше 2-х разів на рік), можна зменшити термін горіння ламп за двозмінної роботи не менше ніж на 15 % у зимовий час та на 50 – 70 % у літній час. Заощадження електричної енергії в такому разі визначають виразом:

$$\Delta W = \alpha \cdot P \cdot k_{II} \cdot T, \quad (4.7.16)$$

де α – частка заощадженої електричної енергії, %; P – потужність світильників групи, кВт; T – тривалість роботи освітлювальної установки, год.

Значення заощадженої електричної енергії в результаті очищення освітлювальних приладів визначають згідно з виразом, кВт·год/рік:

$$\Delta W_i = W_{pi} \cdot k_{Oqi}, \quad (4.7.17)$$

де k_{Oq} – коефіцієнт ефективності очищення світильників, який визначають за формулою:

$$k_{Oq} = 1 - (\gamma_C + \beta_C \cdot e^{-(t/t_C)}), \quad (4.7.18)$$

де γ_C , β_C , t_C – постійні для заданих умов експлуатації світильників; t – тривалість експлуатації світильників між двома черговими очищеннями.

Для підвищення коефіцієнта використання природного й штучного освітлення поверхні приміщень виробничих і громадських будівель потрібно фарбувати у світлі тони, що дозволить:

- зменшити кількість встановлених світильників за умови забезпечення заданих норм освітленості;
- підвищити освітленість до нормованих значень за наявної кількості або незначного її збільшення.

Збільшення коефіцієнтів відбиття поверхонь приміщень на 20 % (фарбування у світліші тони, білення, миття) дозволяє заощадити 5 – 15 % електричної енергії за рахунок збільшення рівня освітленості. Ефективність такого заходу залежить від значної кількості чинників: розмірів приміщення, коефіцієнтів відбиття поверхонь приміщення, розташування світлопрорізів, коефіцієнта природної освітленості (КПО), режиму роботи людей у приміщенні, світлорозподілу та

розташування світильників. Відповідно значення заощадженої електричної енергії можна отримати на підставі світлотехнічного розрахунку методом коефіцієнта використання.

Для будь-якої діючої електроосвітлювальної установки фактична освітленість становить, лк:

$$E_{\phi} = \frac{N \cdot n \cdot F_{\text{л}} \cdot \eta}{S}, \quad (4.7.19)$$

де N – кількість світильників; n – кількість ламп у кожному світильнику; $F_{\text{л}}$ – світловий потік кожної лампи, лм; η – коефіцієнт використання світлового потоку; S – площа приміщення, м².

Варто наголосити, що стіна білого кольору відбиває до 80 % спрямованого на неї світла, жовта – 60 %, синя – 40 %, темна лише – 15 %, чорна – 9 %.

Для визначення простого терміну окупності T_{OK} впровадження такого заходу необхідно визначити витрати на зміну кольору стін (B , грн), а також значення можливого заощадження в разі впровадження заходу (E , грн):

$$T_{\text{OK}} = \frac{B_{\Sigma}}{E}. \quad (4.7.20)$$

Витрати на впровадження заходу зі зміни кольору стін поділяються на:

- витрати на придбання фарби:

$$B_{\phi} = F \cdot A_1 \cdot B_1, \quad (4.7.21)$$

де F – розміри поверхні, яку потрібно перефарбувати, м²; A_1 – вартість 1 кг фарби, грн/м²; B_1 – витрати лакофарбових матеріалів на 1 м² поверхні, грн/м².

- витрати на підготовку та фарбування стін:

$$B_{\Pi} = F \cdot (A_2 + A_3), \quad (4.7.22)$$

де A_2 – питома вартість робіт з підготовки стін, грн/м²; A_3 – питома вартість робіт із фарбування стін, грн/м².

Сумарні витрати на зміну кольору стін становлять:

$$B_{\Sigma} = B_{\phi} + B_{\Pi}. \quad (4.7.23)$$

Значення заощадженої електричної енергії в разі впровадження заходу визначають так:

$$\Delta W = k_{E\Phi} \cdot W_{\Phi}. \quad (4.7.24)$$

де $k_{E\Phi}$ – коефіцієнт ефективності перефарбування стін; W_{Φ} – значення фактичного споживання електричної енергії за рік, кВт·год/рік.

Значення заощадженої електричної енергії в грошовому еквіваленті становить:

$$E = \Delta W \cdot C_0. \quad (4.7.25)$$

де C_0 – тариф на електричну енергію, грн/(кВт·год).

Приклад 4.7.2. Для освітлення навчальної аудиторії зі стінами синього кольору використовують 15 світильників типу ЛПО-2х36 з лампами Pila LF 36W. Визначити простий термін окупності зміни синього кольору стін на білий, а також значення можливого заощадження електричної енергії у випадку впровадження такого заходу. Розміри приміщення: довжина – 8,82 м; ширина – 5,83 м; висота – 2,9 м; у приміщенні є 6 вікон (2,0х0,83) та 1 двері (2,2х1,09).

У розрахунках прийняти такі значення величин: тривалість роботи освітлювальної системи на добу для зимового періоду $t_{зп} = 10$ год, для літнього – $t_{лп} = 2$ год; кількість робочих днів на місяць $d_{зп} = d_{лп} = 25$ днів; тривалість використання аудиторії впродовж року: у зимовий період – $m_{зп} = 6$ місяців, у літній – $m_{лп} = 4$ місяці.

Розв'язок. 1) Розрахуємо вартість ресурсів за виразом (4.7.21) та вартість відповідних робіт за (4.7.22), сумарні витрати на заміну кольору стін (4.7.23), результати розрахунків подано у вигляді табл. 4.7.10.

Таблиця 4.7.10 – Розрахунок загальної вартості робіт та ресурсів

№ з/п	Найменування робіт і витрат	Одиниця виміру	Кількість	Вартість ресурсів, грн	Вартість робіт, грн	Загальна вартість, грн
1	2	3	4	6	5	7
1	Очищення вручну внутрішніх поверхонь стін від вапняної фарби	100 м ²	0,726	0	359,00	359,00
2	Протравлення цементної тиньки нейтралізуючим розчином	100 м ²	0,2	10,51	27,00	37,51

Продовження табл. 4.7.10

1	2	3	4	6	5	7
3	Ремонт тиньки внутрішніх стін з каменю та бетону цементно-вапняним розчином, площа до 1 м ² , товщина шару 20 мм	100 м ²	0,055	992,94	351,00	1343,94
4	Тинькування стін мінеральною тинькою «Cerezit» (2 рази)	100 м ²	0,726	889,11	1096,00	1985,11
5	Додавати на 1 мм зміни товщини тиньки до норм 15-182-1, 15-182-2	100 м ²	0,726	706,02	325,00	1031,02
6	Поліпшене фарбування полівінілацетатними водоемульсійними сумішами стін по тиньці	100 м ²	0,726	1639,87	1056,00	2695,87
7	Фарбування олійними сумішами раніше пофарбованих плінтусів усередині будівлі	100 м ²	0,058	25,51	125,00	150,51
	Всього B_{Σ}			4254,45	3339,00	7603,96

2) Визначаємо розрахункову потужність системи освітлення:

$$P_P = P_L \cdot k_{ПРА} \cdot k_{П} \cdot N \cdot n;$$

$$P_P = 36 \cdot 1,2 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot 15 = 1036,8 \text{ Вт},$$

де $P_L = 36 \text{ В}$ – потужність однієї лампи; $k_{ПРА} = 1,2$ – коефіцієнт втрат в пускорегулюючій апаратурі освітлювальних приладів; $k_{П} = 0,8$ – коефіцієнт попиту для робочого освітлення; N – кількість однотипних ламп в освітлювальній установці i -го приміщення; n – кількість освітлювальних установок.

3) Розрахуємо умовну тривалість роботи освітлювальної системи впродовж року:

$$T_P = T_{ЗП} + T_{ЛП},$$

де T_P – тривалість роботи системи освітлення впродовж року; $T_{ЗП}$, $T_{ЛП}$ – річна тривалість роботи системи освітлення відповідно в зимовий та літній періоди.

$$T_{ЗП} = t_{ЗП} \cdot d_{ЗП} \cdot m_{ЗП}, \quad T_{ЛП} = t_{ЛП} \cdot d_{ЛП} \cdot m_{ЛП},$$

де t – тривалість роботи освітлювальної системи на добу; d – кількість робочих днів на місяць, m – кількість місяців зимового або літнього періодів.

$$T_{3П} = 10 \cdot 25 \cdot 6 = 1500 \text{ год};$$

$$T_{ЛП} = 2 \cdot 25 \cdot 4 = 200 \text{ год};$$

$$T_P = 1500 + 200 = 1700 \text{ год.}$$

4) Розрахуємо фактичне споживання електричної енергії освітлювальними установками приміщення впродовж року:

$$W_{\Phi} = P_P \cdot T_P;$$

$$W_{\Phi} = 1036,8 \cdot 1700 = 1762,56 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

5) Обчислюємо значення заощадженої електричної енергії у разі зміни кольору стін із синього на білий за (4.7.24):

$$\Delta W = 0,4 \cdot 1762,6 = 705,04 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік,}$$

що в грошовому еквіваленті становить за (4.7.25):

$$E = 705,04 \cdot 1,68 = 1184,47 \text{ грн,}$$

де $C_0 = 1,68$ – тариф на електричну енергію, грн/(кВт·год).

6) Визначимо кількість світильників, які повинні залишитись у роботі для підтримання встановленого рівня освітленості приміщення. Оскільки внаслідок зміни кольору стін змінився лише коефіцієнт використання світлового потоку, то кількість світильників, які треба вимкнути:

$$n_1 = n \cdot k_{E\Phi};$$

$$n_1 = 15 \cdot 0,4 = 6 \text{ шт.}$$

Тобто в роботі доцільно залишити лише 9 світильників, що можна забезпечити шляхом зміни схеми підімкнення на секційну.

7) Термін окупності заходу із зміни кольору стін на білий становить:

$$T_{OK} = \frac{B_{\Sigma}}{E}$$

$$T_{OK} = \frac{760396}{118447} = 6,4 \text{ року.}$$

Вочевидь, підбір світлих відтінків фарби є доцільнішим у випадку проведення поточних ремонтів або під час першого фарбування стін і

значно рідше його застосовують як окремий захід із заощадження електричної енергії.

Підтримання номінальних рівнів напруги в освітлювальній мережі

Відхилення показників якості електричної енергії від нормативних суттєво впливає на роботу освітлювальних установок різного призначення. За значень напруги, нижчих від нормованих відбувається недовіддача світлової енергії та необґрунтовані економічні витрати споживача за рахунок зниження функції зору. Збільшення напруги призводить до підвищених втрат електричної енергії на освітлення, невиправданого підвищення світлового потоку, зменшує термін дії елементів освітлювальних установок, насамперед, джерел світла. Збільшення напруги також має вплив на пускорегулювальні апарати (ПРА), спричиняє зменшення терміну експлуатації ізоляції та світлових приладів за рахунок додаткового нагрівання й деяких незворотних процесів. Низька якість енергії призводить до неякісного освітлення, а внаслідок збільшення напруженості для сприйняття зорової інформації виникає підвищена втомлюваність та зоровий дискомфорт, зниження зорової працездатності, що іноді може призвести до підвищеного рівня травматизму на виробництві.

Відхилення напруги призводить до перевитрати електричної енергії. Напруга на виводах ламп не повинна бути вищою 105 % і нижчою 95 % номінальної напруги. Перенапруга в мережі призводить до збільшення енергії, яку споживають освітлювальні установки. Значення можливої перевитрати електричної енергії наведено в табл. 4.7.11.

Таблиця 4.7.11 - Збільшення споживаної потужності ламп залежно від перевищення напруги

Збільшення використаної потужності, % для ламп	Перевищення номінальної напруги, %					
	1	2	3	5	7	10
Розжарювання	1,6	3,2	4,7	8,1	11,5	16,4
Люмінесцентні	2,0	4,0	6,0	10,0	14,0	20,0
Ртутні	2,2	5,0	7,0	12,0	18,0	24,0
Ртутні типу ДРЛ	2,4	4,9	7,2	12,2	17,0	24,3
Металогалоїдні	1,5 – 2	3 – 4	4,5 – 5	7,5 – 10	10,5 – 14	15 – 18
Натрієві низьк. тиску	2,8	5,6	8,4	14	19,6	28
Натрієві вис. тиску	2,0	8,0	11	18	23	34

Залежність зменшення терміну експлуатації ламп та збільшення їх кількості, необхідної для експлуатації освітлювальних установок, від величини перенапруги наведено в табл. 4.7.12.

Однією з основних причин, які викликають значні відхилення напруги в освітлювальній мережі промислових підприємств, є пускові струми потужних електродвигунів, які встановлено на агрегатах з маховими масами, пресах, компресорах, молотах тощо.

Таблиця 4.7.12 - Залежність зниження терміну експлуатації ламп та збільшення їх кількості

Тип освітлювальної установки	Перевищення напруги, %						
	0	1	2	3	5	7	10
Відносна тривалість роботи							
Розжарювання	100	87,1	75,8	66,2	50,5	38,7	7,8
Газорозрядні	100	95,0	93,0	90,0	85,0	80,0	73,8
Відносна кількість ламп							
Розжарювання	100	114	132	151	198	258	1284
Газорозрядні	100	105	108	111	118	125	137

Результати дослідження зміни параметрів різних ламп від зміни показників якості електричної енергії показали, що підвищення або зниження напруги в лампах на 1% викликає зміну в той же бік світлового потоку різних джерел світла від 1,5 до 3,7%, що призводить до аналогічних змін освітленості. Але такі зміни викликані змінами втрат напруги в освітлювальній мережі, вони відносно невеликі й практично не мають ніякого впливу на освітлювальні вимоги й умови в приміщеннях і на зорову працездатність. Однак у більшості випадків зміна напруги становить понад 1 %.

Аналіз залежностей, наведених на рис. 4.7.6, показує, що у випадку збільшення значення напруги з 220 до 240 В потужність натрієвих ламп високого тиску збільшується на 28 %, тобто необґрунтоване використання електричної енергії в 1,28 раза більше, ніж потрібно, а термін експлуатації лампи знижується приблизно в 1,5 – 2 рази.

Зменшення напруги з 220 до 200 В провокує зменшення світлового потоку на 22 %, що призводить до пропорційного зниження освітленості 1,22 раза. Наслідком цього є зниження порогової різниці яскравості під час виявлення об'єкта.

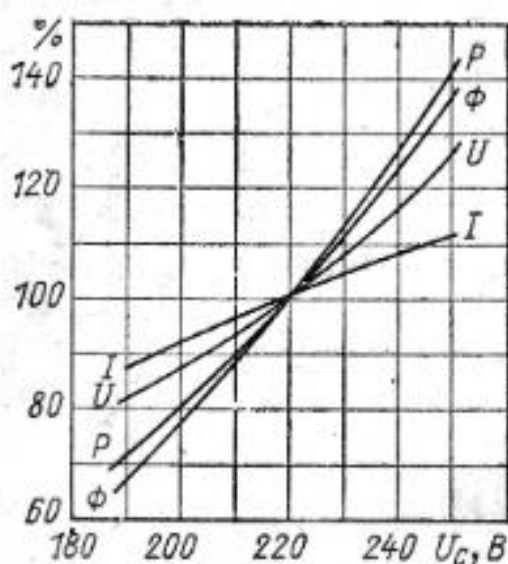


Рисунок 4.7.6 – Залежність потужності P , світлового потоку Φ , напруги на натрієвій лампі високого тиску U , струму I від напруги мережі

Крім того, збільшується швидкість ерозії електродів, оскільки знижується їхня робоча температура, що обумовлює запилення поверхні розрядної трубки продуктами ерозії, знижується світловий потік та скорочується корисний термін експлуатації лампи.

Таким чином, відхилення напруги в освітлювальних мережах від номінальної, навіть у гранично допустимих межах, для освітлювальних установок з лампами ДНаТ 400 може призвести до втрат понад 100 грн/рік на світлоточці з однією лампою.

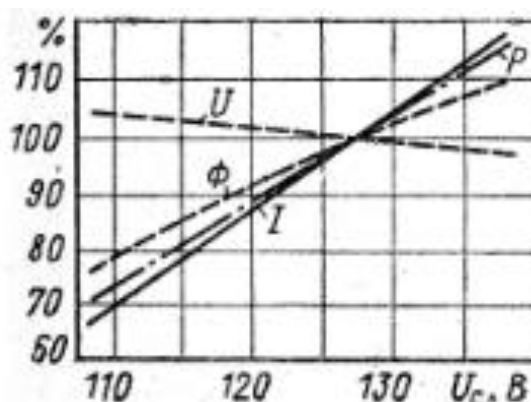


Рисунок 4.7.7 – Залежність напруги, світлового потоку, потужності та струму лампи від напруги мережі (лампа ЛБ 15)

Аналізування залежностей на прикладі лампи ЛБ15, наведених у [Ошибка! Источник ссылки не найден.] (рис. 4.7.7), показує, що відхилення напруги мережі від номіналу призводять до відповідних відхилень світлового потоку, потужності й струму люмінесцентної

лампи, знижують тривалість її роботи. Збільшення напруги на 5 % обумовлює збільшення потужності на 9 %, у разі зменшення напруги на 5 % світловий потік зменшується на 7 %. Таким чином, результати аналізу свідчать, що підвищена напруга в мережах призводить до збільшених втрат електричної енергії в середньому на 20 – 30 %. За рахунок зменшення терміну дії ламп витрати на придбання ламп збільшуються у випадку гранично допустимих змін напруги приблизно на 80 – 120 %.

Значно підвищується напруга в електромережі промислового підприємства в нічний час, коли залишаються ввімкненим на ніч компенсувальні пристрої. Відхилення напруги викликає також зміна силового навантаження впродовж доби. Для усунення впливу відхилення напруги на рівень ефективності освітлювальної установки використовують окремі трансформатори для освітлювального навантаження та компенсувальні пристрої, які вимикають згідно з добовим графіком.

Останнім часом для стабілізації напруги в освітлювальних установках знаходить застосування автоматичне керування напругою. Для автоматичного керування освітленням нині використовують тиристорні обмежувачі напруги типу ТОН-3-220-63 і ТОН-3-220-100 на 63 і 100 А на фазу. Їх можуть використовувати для дистанційного керування освітленням та вимкнення навантаження.

Економічний ефект від використання пристроїв автоматизації керування освітленням оцінюють за значенням заощадженої електричної енергії та збільшенням тривалості роботи джерел світла.

Значення заощадженої електричної енергії, обумовлене стабілізацією напруги в освітлювальних мережах, можна визначити за такими виразами:

– для ламп розжарювання:

$$\Delta W = P_{НОМ} \cdot K_U^{1,58} \cdot T_P \cdot \left(1 + \frac{\Delta U}{100}\right), \quad (4.7.26)$$

– для люмінесцентних ламп з компенсувальними пристроями в пускорегулювальній апаратурі типу 2хУБК:

$$\Delta W = P_{НОМ} \cdot (1,11 \cdot K_U - 1,11) \cdot T_P \cdot \left(K_{ПРА} + \frac{\Delta U}{100}\right) \cdot \cos \varphi, \quad (4.7.27)$$

– для ламп типу ДРЛ:

$$\Delta W = P_{НОМ} \cdot (2,43 \cdot K_U - 1,43) \cdot T_P \cdot \left(K_{ПРА} + \frac{\Delta U}{100} \right) \cdot \cos \varphi, \quad (4.7.28)$$

де $P_{НОМ}$ – номінальна потужність освітлювальної установки;
 $K_U = \frac{U_\Phi - U_{НОМ}}{U_{НОМ}}$ – відносне відхилення напруги; U_Φ – фактичний рівень напруги; $K_{ПРА}$ – коефіцієнт, який враховує втрати потужності в пускорегулювальній апаратурі; ΔU – втрата напруги в мережі; T_P – річне число годин використання освітлювальної установки.

Економічний ефект від збільшення тривалості роботи джерел світла E можна оцінити за виразом, грн/рік:

$$E = \frac{n \cdot T_P \cdot (U_\Phi / U_{НОМ} - 1)}{T_\Phi} \cdot (B_L + 3_L), \quad (4.7.29)$$

де n – кількість ламп, штук; T_Φ – фактичний термін використання лампи, год/рік; B_L , 3_L – вартість лампи і витрати на її заміну відповідно, грн.

Для забезпечення раціональної витрати електричної енергії та зниження витрат на освітлення доцільно ефективно обмежувати перевищення напруги. З цією метою застосовують тиристорні обмежувачі напруги (наприклад, типу ТОН-3-220).

У загальному вигляді позитивний економічний ефект на один обмежувач напруги визначається з виразу:

$$E_{ОБМ} = E_{ДОД} - (p_H \cdot K_{ОБМ} + E_{ЕО}), \quad (4.7.30)$$

де $E_{ДОД}$ – додаткові витрати на освітлення у випадку перевищення номінальної напруги на затискачах джерел світла на один обмежувач; p_H – коефіцієнт дисконтування; $K_{ОБМ}$ – капітальні вкладення на один обмежувач, що складаються з вартості обмежувача, його монтажу та налагодження; $E_{ЕО}$ – експлуатаційні витрати на один обмежувач.

Під час визначення шляхів заощадження електричної енергії необхідно проаналізувати технологічні вимоги приміщень до рівня освітлення, оскільки такі вимоги можуть змінюватись залежно від технологічного циклу. Тому за допомогою автоматизованих або ручних систем управління необхідно зменшувати рівень освітлення та відповідно споживання електричної енергії.

Для приміщень з епізодичним використанням освітлювальної установки можна отримати заощадження за рахунок зниження напруги. Економічний ефект наведено в табл. 4.7.13.

Таблиця 4.7.13 - Економічний ефект за рахунок зниження напруги

Тип лампи	Рівень напруги, % $U_{НОМ}$	Світловий потік, % $\Phi_{НОМ}$	Значення заощадженої енергії, % $W_{НОМ}$
Розжарювання	95	68	15
	85	56	23
Ртутні типу ДРЛ	90	67	24
	85	51	36
Люмінесцентні(з компенсованим ПРА)	90	90	13
	85	84	19
Ксенонові типу ДКсТ	90	55	35
	85	33	53

Підвищення рівня ефективності використання електричної енергії за рахунок автоматизації управління освітленням

Сучасні автоматизовані системи керування освітленням дозволяють контролювати інтенсивність природного освітлення та відповідним чином змінювати рівень штучного освітлення для забезпечення належного освітлення робочого місця.

Можливе заощадження електричної енергії шляхом регулювання штучного освітлення в приміщеннях відповідно до рівня зовнішньої освітленості залежить від трьох величин: коефіцієнта природної освітленості приміщення (КПО) e ; нормованої освітленості E_H ; ймовірності використання природного світла V .

Значення КПО залежить від багатьох параметрів: розташування та розмірів світлових прорізів, світлопропускання, закління тощо. Інтенсивність природного освітлення всередині приміщення впродовж дня змінюється в значному діапазоні. Значення КПО для різних приміщень може змінюватися від 1 до 12 %. Для визначення тривалості природного освітлення в приміщенні необхідно врахувати ту частину робочого часу, для якої зовнішнє освітлення створює в приміщенні освітленість не нижче заданого значення $E_{ЗОВ} \cdot e$. Це значення залежить не тільки від зовнішньої освітленості $E_{ЗОВ}$, але також від географічної

широти місця розташування освітлюваного об'єкта, часу й тривалості робочого дня.

Заощадження електричної енергії за рахунок дискретного управління штучним освітленням може бути в тих випадках, коли:

$$\frac{E_H}{e} < E_{3OB}, \quad (4.7.31)$$

тобто коли денне світло в приміщенні забезпечує необхідну нормовану освітленість E_H .

Якщо $\frac{E_H}{e} > E_{3OB.МАКС}$, то заощадження може бути досягнуто тільки плавним регулюванням штучного освітлення, що працює в режимі суміщеного.

Якщо $\frac{E_H}{e} < E_{3OB}$, тобто денне природне освітлення приміщення наближається до нормованого значення освітленості E_H , то заощадження електричної енергії від увімкнення-вимкнення штучного освітлення визначають так:

$$\Delta W_{BK-BIK} = 1 - \frac{E_H}{E_{3OB} \cdot e}, \quad (4.7.32)$$

а значення рівня заощадженої електричної енергії від плавного регулювання визначають із виразу:

$$\Delta W_{BK-BIK} = 1 - \frac{E_H}{2 \cdot E_{3OB} \cdot e}. \quad (4.7.33)$$

На підставі досвіду впровадження систем автоматизації ефект від заходу можна визначити за наступним виразом, кВт·год/рік:

$$\Delta W = W_P \cdot (k_{EA} - 1), \quad (4.7.34)$$

де k_{EA} – коефіцієнт ефективності автоматизації керування освітленням, який залежить від рівня складності системи.

У табл. 4.7.14 наведено значення k_{EA} для підприємств та організацій зі звичайним режимом роботи (1 зміна).

Таблиця 4.7.14 - Ефективність систем керування освітленням

№ з/п	Рівень складності системи автоматичного керування освітленням	k_{EA}
1	Контроль рівня освітленості та автоматичне вмикання та вимикання системи освітлення за критичного значення E	1,1 – 1,15
2	Зонне керування освітленням (вмикання й вимикання освітлення дискретно, залежно від зонного розподілу природного освітлення)	1,2 – 1,25
3	Плавне керування потужністю та світловим потоком світильників залежно від розподілу природного освітлення	1,3 – 1,4

Значне заощадження електричної енергії та збільшення ресурсу напрацювання освітлювальних приладів досягається через впровадження систем управління освітленням від давачів руху та присутності.

Впровадження енергоефективної пускорегулювальної апаратури

Значення заощадженої електричної енергії, отриманої за рахунок впровадження енергоефективної пускорегулювальної апаратури визначають, кВт·год/рік:

$$\Delta W = W_P \cdot \left(1 - \frac{K_{ПРА}^N}{K_{ПРА}} \right), \quad (4.7.35)$$

де $K_{ПРА}$ – коефіцієнт втрат у ПРА наявних світильників системи освітлення i -го приміщення; $K_{ПРА}^N$ – коефіцієнт втрат у встановлюваних ПРА.

Приклад 4.7.3. Систему освітлення виконано світильниками типу ЛПО 02 2x40 з ККД = 52 %; використано лампи типу ЛБ 40 із $\eta_N = 75$ лм/Вт; режим роботи – 1 зміна (з 8 до 17 години); кількість світильників 15 штук; розміри приміщення 5x15x3 метри; середньозважений коефіцієнт віддзеркалення поверхонь приміщення $\rho = 0,3$; нормована освітленість – 300 лк; фактична освітленість – 250 лк; кількість годин роботи штучного освітлення в рік $T_P = 1300$ годин;

напруга мережі під час вимірювань $U_M = 220$ В; коефіцієнт природної освітленості відповідає нормі, коефіцієнт використання – 0,92; на момент вимірювань минуло 360 днів від останнього очищення; співвідношення коефіцієнтів втрат у ПРА встановлюваних та наявних світильниках: $K_{ПРА}^N / K_{ПРА} = 0,92$.

Визначити значення заощадженої електричної енергії за рахунок переходу на люмінесцентні лампи; за рахунок очищення світильників; за рахунок підвищення коефіцієнта відбиття; за рахунок впровадження систем автоматизації управління освітленням; за рахунок встановлення електронних ПРА; встановлення нових світильників та загальний резерв економії.

Розв'язок. 1) Розраховуємо встановлену потужність:

$$P = P_L \cdot K_{ПРА} \cdot N;$$

$$P = 40 \cdot 1,2 \cdot 30 = 1440 \text{ Вт.}$$

2) Визначаємо річне енергоспоживання:

$$W = P \cdot T_p \cdot K_B;$$

$$W = 1440 \cdot 1300 \cdot 0,92 = 1872 \text{ кВт·год/рік.}$$

3) Значення заощадженої електричної енергії, отримане за рахунок переходу на люмінесцентні лампи зниженої потужності типу TL-D 36/84 із $\eta_N = 93$ лм/Вт становить:

$$\Delta W_1 = W_p \cdot (1 - k_{EF});$$

$$\Delta W_1 = 1872 \cdot (1 - 0,81) = 356 \text{ кВт·год/рік.}$$

4) Значення заощадженої електричної енергії за рахунок очищення світильників становить:

$$k_{OЧ} = 1 - (\gamma_C + \beta_C \cdot e^{-(t/t_c)});$$

$$k_{OЧ} = 1 - (0,95 + 0,02) = 0,03;$$

$$\Delta W_2 = W_p \cdot k_{OЧ};$$

$$\Delta W_2 = 1872 \cdot 0,03 = 56 \text{ кВт·год/рік.}$$

5) Значення заощадженої електричної енергії в разі підвищення коефіцієнта відбиття поверхонь приміщення до $\rho = 0,5$ (фарбування, білення) становитиме 10 %:

$$\Delta W_3 = 187 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}.$$

6) Значення заощадженої електричної енергії в результаті впровадження системи автоматичного ввімкнення та вимкнення освітлення:

$$\Delta W_4 = W_P \cdot (k_{E\Phi} - 1);$$

$$\Delta W_4 = 1872 \cdot (1,1 - 1) = 187 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}.$$

7) Значення заощадженої електричної енергії в результаті встановлення електронних ПРА:

$$\Delta W_5 = W_P \cdot \left(1 - \frac{K_{ПРА}^N}{K_{ПРА}} \right);$$

$$\Delta W_5 = 1872 \cdot (1 - 0,92) = 150 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}.$$

8) Значення заощадженої електричної енергії за рахунок встановлення нових світильників з вищим ККД = 75 %, але з аналогічним світлорозподілом:

$$\Delta W_6 = W_P \cdot (1 - k_{CB});$$

$$\Delta W_6 = 1872 \cdot (1 - 0,52/0,75) = 580 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}.$$

9) Загальний резерв економії енергії становитиме:

$$\Delta W_{\sum p} = k_n \sum_{k=1}^f \Delta W_i^k ;$$

$$\Delta W_{\sum p} = 250/300 \cdot (356 + 56 + 187 + 187 + 150 + 580) = 1263 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}.$$

ЛІТЕРАТУРА

1. Енергозбереження засобами промислового електропривода: навч. посібник / О. М. Закладний, А. В. Праховник, О. І. Соловей. – К.: Кондор, 2005. – 408 с.
Електропривод: навч. посібник / О. М. Закладний, В. В. Прокопенко, О. О. Закладний. – К.: НТУУ «КПІ», 2007. – 316 с.
2. Маляренко В. А. Енергозбереження та енергетичний аудит: навч. посіб. / В. А. Маляренко, І. А. Немировський. – Харків: НТУ «ХПІ», 2010. – 341 с.
3. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення: ДСТУ 13109-97. – [Чинний від 1999-01-01]. – М.: Изд-во стандартов, 1998. – 33 с. – (Межгосударственный стандарт).
4. Плешков П. Г. Електропостачання промислових підприємств: навч. посіб. для курс. та дипл. проектування / П. Г. Плешков, А. Ю. Орлович, А. І. Котиш. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007. – 386 с.
5. Правила улаштування електроустановок: нормативно-технічний матеріал / [відп. за вип. Г. Є. Лискова]. – Х.: Індустрія, 2008. – 424 с. – (Довідник енергетика; кн. 6).
6. Сірий О. М. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: навч. посіб. / О. М. Сірий, В. Є. Шестеренко. – К.: ІСДО, 1993. – 592 с.
7. Соловей О. І. Промислові електротехнологічні установки: навчальний посібник / О. І. Соловей. – К.: Кондор, 2009. – 174 с.
8. Техніко-економічні розрахунки систем електропостачання промислових підприємств: навч. посіб./ Соловей О. І., Ситник О. О., Розен В. П. та ін.; за заг.ред. О. І. Солов'я. – Черкаси: ЧДТУ, 2012. – 247 с.