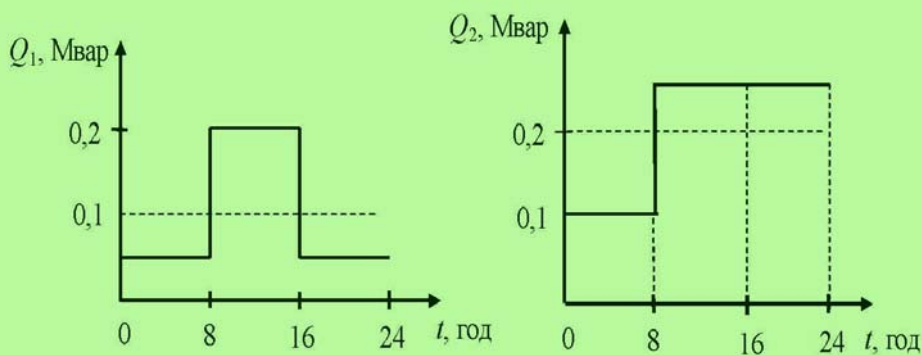


М. Й. Бурбело, Л. М. Мельничук

СТИМУЛЮВАННЯ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

М. Й. Бурбело, Л. М. Мельничук

СТИМУЛЮВАННЯ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Монографія

УНІВЕРСУМ - Вінниця
2008

УДК 621.311.1.004.163
Б 91

Рецензенти:

П. Д. Лежнюк, доктор технічних наук, професор

В. С. Костишин, доктор технічних наук, професор

Рекомендовано до друку Вченою Радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 8 від 26. 02. 2008 р.)

Бурбело М. Й., Мельничук Л. М.

Б 91 Стимулювання зменшення втрат в електричних мережах: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2008. – 110 с.

ISBN 978-966-641-255-6

В монографії висвітлені теоретичні засади і практичні аспекти оцінювання ефективності заходів зі зменшення втрат електроенергії. Монографія розрахована на широке коло інженерно-технічних працівників та аспірантів, які займаються енергозбереженням в системах електропостачання. Книга може бути корисною студентам електроенергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів.

УДК 621.311.1.004.163

ISBN 978-966-641-255-6

© М. Бурбело, Л. Мельничук, 2008

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ ТА ПРИКЛАДНІ ОСНОВИ ФОРМУВАННЯ ВИТРАТ НА ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ СПОЖИВАЧАМ	7
1.1 Аналіз структури витрат енергопостачальних компаній на прикладі ВАТ „АК „Вінницяобленерго”	7
1.2 Втрати електричної енергії – основна компонента витрат на передавання електроенергії.....	18
1.3 Методи визначення втрат електроенергії	24
Висновки до розділу 1	32
РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА МЕТОДІВ ТА МОДЕЛЕЙ ОЦІНЮВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ ЗІ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ.....	34
2.1 Економічна модель ефективності системного зменшення технологічних втрат електроенергії	34
2.2 Математичні моделі розподілення втрат між споживачами	40
2.3 Визначення та розподілення додаткових втрат електричної енергії, зумовлених зниженням якості електричної енергії.....	46
2.4 Диференціація роздрібних тарифів з метою стимулюючого регулювання зменшення технологічних втрат в електромережах.....	51
Висновки до розділу 2	64
РОЗДІЛ 3. УДОСКОНАЛЕННЯ ЕКОНОМІКО-ОРГАНІЗАЦІЙНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗМЕНШЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	66
3.1 Концептуалізація економіко-організаційного механізму зменшення технологічних втрат в електричних мережах.....	66
3.2 Стимулювання інвестиційних проектів зі зменшення втрат	70
3.3 Удосконалення організаційного забезпечення зменшення втрат	82
Висновки до розділу 3	98
ВИСНОВКИ.....	100
ЛІТЕРАТУРА	101

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСКОЕ – автоматизована система контролю і обліку електроенергії

ЕЕРП – економічний еквівалент реактивної потужності

ЕК – енергопостачальна компанія

ЕСКО – енергозберігаюча компанія, яка проводить інвестицію під
ключ, повністю організовуючи всю схему руху грошових коштів

КРП – компенсація реактивної потужності

КУ – компенсувальні установки

НЕК „Укренерго” – Національна енергетична компанія „Укренерго”

НКРЕ – Національна комісія регулювання електроенергетики

ОЕС – об’єднана енергетична система

ОРЕ – оптовий ринок електроенергії

ПМ – природні монополії

РЕМ – районні електричні мережі

ВСТУП

Функціонування економік більшості країн світу в значній мірі залежить від природних монополій, до яких відноситься, зокрема передавання та розподілення електроенергії. Електроенергія використовується в переважній більшості технологічних процесів та задовольняє першочергові потреби населення. На сьогоднішній день енергопостачальні компанії (ЕК) не схильні до підвищення ефективності виробничої діяльності, стимулювання споживачів до впровадження енергоощадних технологій та організаційних заходів зі зменшення втрат електроенергії.

Одним з впливових методів державного регулювання в електроенергетиці є встановлення обґрунтованих та об'єктивних роздрібних тарифів на електроенергію. Стратегії ціноутворення, які домінують на енергоринку є малоефективними, оскільки не дозволяють врахувати індивідуальні особливості споживачів під час розробки та впровадження цінових рішень. За таких умов розробка дієвих цінових механізмів для ЕК дозволить підвищити ефективність передавання електроенергії. Однією з основних проблем при цьому є те, що заходи впроваджуються як ЕК, так і промисловими підприємствами, а результат отримують головним чином в електричних мережах ЕК. У зв'язку з цим виникає необхідність удосконалення систем матеріального стимулювання енергоощадних заходів, оскільки існуючі системи матеріального стимулювання не в повній мірі відповідають сучасним вимогам через відсутність реальних стимулів до енергозбереження.

Для промислових підприємств ощадне використання електричної енергії є одним з основних факторів зниження собівартості продукції. Забезпечення її раціонального використання здійснюється шляхом виявлення та стимулювання найбільш ефективних організаційних та технічних заходів енергозбереження. Водночас підвищення економічної ефективності заходів неможливо здійснити без нормування втрат в електричних мережах. Задачу нормування та планування втрат електричної енергії під час проектування та експлуатації електричних мереж необхідно вирішувати за умови відсутності повної інформації про графіки електричних навантажень окремих споживачів, що зумовлює необхідність оцінювання втрат на основі доступної інформації (графіків навантажень в одному або декількох вузлах, загального споживання електричної енергії, режиму роботи основних цехів, характеру їх навантажень, цехових, групових або індивідуальних норм електроспоживання і т.п.).

В монографії розглядаються питання забезпечення ефективності передавання електроенергії, подальшого розвитку методів стимулювання зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах. В ній:

1. Розроблено метод оцінювання економічної ефективності заходів зі зменшення втрат електроенергії, в основу якого покладено розподілення витрат між споживачами, який дозволяє обґрунтувати системи стимулювання заходів з енергозбереження та забезпечує раціональне використання інвестицій в енергозберігаючі технології.

2. Розроблено економіко-математичні моделі розподілення втрат електроенергії, які виникають в електромережах будь-якої конфігурації, між споживачами з урахуванням графіків їх навантажень та електричної відстані до споживачів, що дає можливість більш точно оцінити частки втрат окремими споживачами.

3. Розроблено роздрібні тарифи, в основу яких покладено відшкодування додаткових технічних втрат, які виникають в результаті перевищення споживання електроенергії під час максимальних навантажень в енергосистемі, а також – отримання доходу у разі зменшення технічних втрат.

4. Дістав подальший розвиток метод нормування втрат електроенергії за нормами питомого електроспоживання завдяки використанню нечітких оцінок нерівномірності графіків навантажень, що забезпечує можливість нормування втрат електричної енергії в мережах промислових підприємств на різних ієрархічних рівнях системи електропостачання.

5. Удосконалено систему контролю технічних втрат електроенергії, що характеризується квадратичним розподіленням втрат між споживачами, яка забезпечує більш високу відповідність розрахункових і фактичних втрат електроенергії.

6. Розроблено систему стимулювання енергозбереження на основі компенсації реактивної потужності із застосуванням теорії активних систем та урахуванням специфіки електроспоживання промислових підприємств, яка ґрунтується на використанні зовнішніх і внутрішніх стимулюючих механізмів, що забезпечує заохочення до впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності.

Практичне значення одержаних результатів полягає, насамперед, у можливості їх використання під час стимулювання зменшення технічних втрат електроенергії.

Усі підрозділи, окрім 1.3 та 2.3, написані Мельничук Л.М. Підрозділи 1.3 та 2.3 написані обома авторами. Бурбело М.Й. виконав також загальне редагування матеріалу.

РОЗДІЛ 1

ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ ТА ПРИКЛАДНІ ОСНОВИ ФОРМУВАННЯ ВИТРАТ НА ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ СПОЖИВАЧАМ

1.1. Аналіз структури витрат енергопостачальних компаній на прикладі ВАТ „АК „Вінницяобленерго”

Собівартість передавання і постачання електричної енергії є основним ціноутворюючим фактором енергопостачальних компаній (ЕК). На основі розрахунку елементів витрат планують потребу ЕК в обігових засобах, визначають їх фактичні витрати і складають загальну калькуляцію витрат виробництва.

Склад витрат діяльності ЕК зображено на рис. 1.1.



Рис. 1.1. Склад витрат діяльності енергопостачальних компаній

Витрати ЕК складаються з вартості купованої енергії, витрат операційної діяльності і фінансових витрат. До витрат операційної діяльності відносять виробничу собівартість електричної енергії (собівартість її передачі та постачання), технологічні витрати електроенергії, адміністративні витрати та інші операційні витрати, які не пов'язані безпосередньо з виробництвом електричної енергії, її передаванням та постачанням. Виробнича собівартість передавання і постачання електричної енергії згідно з методичними рекомендаціями [1] складаються з прямих матеріальних витрат (витрат на паливо, воду, енергію, допоміжні матеріали, запасні частини), заробітної плати, відрахувань на соціальні заходи, амортизації основних засобів, витрат електричної енергії тощо.

Оскільки складова вартості технологічних витрат має порівняно велику питому вагу [2], то вони виділені в окрему статтю витрат.

Кругова діаграма, що характеризує структуру витрат на передавання енергії ВАТ „АК „Вінницяобленерго” в 2006 році, наведена на рис. 1.2. Найбільшу питому вагу в загальній сумі витрат складають витрати на закупівлю енергії на оптовому ринку електроенергії (54,7 %). Технологічні витрати електроенергії в структурі витрат складають досить вагому частку – 23 %. Виробнича собівартість продукції складає приблизно 19 % від загальних витрат передавання енергії, адміністративні витрати складають 3,5 %.

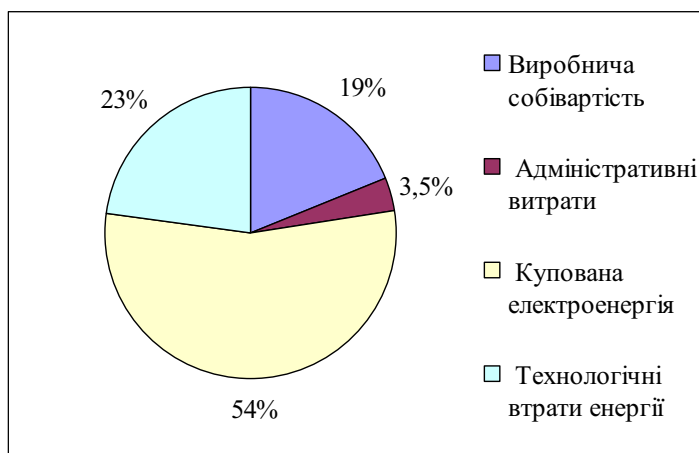


Рис. 1.2. Структура витрат ВАТ „АК „Вінницяобленерго” в 2006 році

Дані про зміни в структурі витрат на передавання та постачання енергії ВАТ „АК „Вінницяобленерго” за п'ять років наведені в

табл. 1.1 та показані на рис. 1.3. Загальні витрати поступово зростають, а в 2006 році зростання має стрибкоподібний характер. Це обумовлено головним чином зростанням вартості купованої енергії. Водночас технологічні витрати на передачу енергії завдяки діям керівництва ВАТ „АК „Вінницяобленерго” мають сталу тенденцію до зменшення.

Виробнича собівартість продукції, адміністративні витрати, інші витрати є постійними витратами енергопостачального підприємства. Їх питома вага в загальній вартості передавання і постачання електроенергії майже незмінна: виробнича собівартість зросла з 17,1 % від загальних витрат передавання енергії у 2002 році до 20,7 % в 2005 році і зменшилась в 2006 році до 18,8 %; адміністративні витрати залишались практично незмінними – 3,4 % від загальних витрат на передавання енергії в 2003 році і 3,5 % – в 2006 році.

Таким чином, можна вважати, що саме завдяки зменшенню технологічних витрат електричної енергії з 2002 по 2006 рік на 15 %, енергопостачальна компанія стала прибутковою. Вартість технологічних витрат електроенергії зменшилась на 23 млн грн порівняно з 2002 р. і на 40 млн грн порівняно з 2003 р.

Таблиця 1.1
Структура витрат на передавання і постачання електроенергії ВАТ „АК „Вінницяобленерго”, млн грн

Показники	За 2003р.	За 2004р.	За 2005р.	За 2006р.	Питома вага в загальній сумі витрат, %			
					За 2003р	За 2004	За 2005	За 2006
1. Купована енергія	306,5	324,9	341,4	440,4	34,9	46,3	48,7	54,7
В тому числі: технологічні витрати	170,4	130,8	122,6	129,9	43,7	31,2	27,3	22,9
3. Виробнича собівартість продукції	68,8	79,3	92,7	106,8	17,6	18,9	20,7	18,8
4.Адмініс- тративні витрати	14,1	14,3	14,6	20,0	3,6	3,4	3,3	3,5
5. Інші операційні витрати	0,9	0,2	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
6. Всього витрат	390,4	418,8	449,1	567,4	100	100	100	100

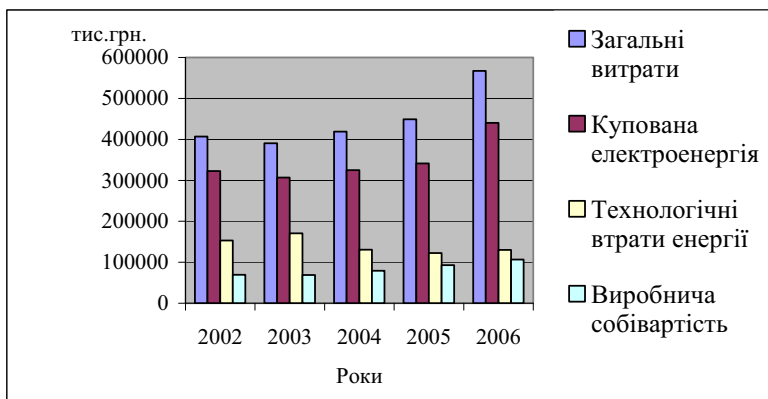


Рис. 1.3. Динаміка витрат ВАТ „АК „Вінницяобленерго”

В умовах ринкової конкуренції за єдиних тарифів на електроенергію, які встановлюються Національною комісією регулювання електроенергетики (НКРЕ), зниження собівартості продукції – єдиний шлях отримання прибутку. За таких умов увага повинна бути зосереджена на зниженні собівартості передавання електроенергії. Важлива роль у забезпеченні оптимального рівня собівартості передавання енергії споживачам належить аналізу, головна мета якого – виявлення можливості більш раціонального використання виробничих ресурсів, зменшення витрат на передавання і постачання електричної енергії споживачам. Аналіз собівартості є важливим інструментом управління витратами [3, 4].

Основними завданнями аналізу собівартості є:

- 1) оцінювання собівартості та її змін відносно минулих періодів, а також дотримання діючого законодавства, договірної та фінансової дисципліни;
- 2) вивчення причин відхилення фактичних витрат від планових у розрізі статей, а також за окремими видами і групами робіт;
- 3) виявлення резервів зниження витрат;
- 4) сприяння розробці оптимальної величини витрат, планових та нормативних калькуляцій.

Вихідні дані для аналізу собівартості відпуску електроенергії ВАТ „АК „Вінницяобленерго” наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

Вихідні дані для аналізу собівартості відпуску електроенергії
споживачам

Показники	За 2005р.	За 2006р.
1. Надходження електроенергії в мережу, млн кВт·год.	2474,932	2624,49
2. Відпуск енергії споживачам, млн кВт·год.	1947,163	2151,954
3. Технологічні витрати енергії:		
а) абсолютні, млн. кВт·год.	515,535	460,692
б) відносні, %	20,83	17,55
Витрати електроенергії на виробничі потреби системи:		
а) абсолютні, млн. кВт·год.	12,234	11,844
б) відносні, %	0,49	0,45
4. Технологічні витрати, які приходяться на 1 кВт·год. відпущеної електроенергії	0,2648	0,214
5. Вартість електроенергії, грн/кВт·год.	0,238	0,282
6. Вартість технологічних витрат, тис.грн	122697,3	129915,1
7. Вартість купленої електроенергії, тис.грн	218719	310495,3
8. Постійні витрати, тис.грн	107722	127007
9. Всього витрат, тис.грн	449138,3	567417,4
10. Собівартість відпущеної споживачам енергії, грн/1 кВт·год.	0,231	0,264
в тому числі:		
а) закупівельна складова	0,112	0,14
б) складова технологічних витрат	0,063	0,06
в) постійна складова	0,055	0,059

Загальне відхилення у витратах складає

$$\Delta U_{zag} = (S_{\phi} - S_n) E_{\phi}^{sid},$$

де S_{ϕ} , S_n – собівартість відповідно за 2006р. і 2005р. однієї кВт·год. електроенергії; E_{ϕ}^{sid} – фактичний відпуск електроенергії споживачам.

$$\Delta U_{zag} = (0,26 - 0,23) 2151,954 \cdot 10^6 = + 71041,421 \text{ тис. грн.}$$

1. Відхилення за рахунок зміни відпуску електроенергії споживачам визначається з формули

$$\Delta U_{\text{від}} = S_n^{\text{норм}} (E_n^{\text{від}} - E_{\phi}^{\text{від}}),$$

де $S_n^{\text{норм}}$ – складова постійних витрат у собівартості одиниці енергії в 2005р; $E_n^{\text{від}}$ – відпуск електроенергії споживачам в 2005 році.

$$\Delta U_{\text{від}} = 0,055(1947,163 - 2151,954) \cdot 10^6 = -11329,55 \text{ тис. грн.}$$

На цей результат, в свою чергу, вплинули такі фактори: збільшення надходження електроенергії в мережу, зменшення технологічних витрат і витрат електроенергії на виробничі потреби системи.

Кількісно цей вплив оцінюється таким чином [5]:

а) економія за рахунок збільшення надходження енергії в мережу складає

$$\Delta U_{\text{над}} = \frac{100 - K_n^{6,n}}{100} \cdot \frac{100 - K_n^{\text{тех.в}}}{100} S_n^{\text{норм}} (E_n^{\text{над}} - E_{\phi}^{\text{над}}),$$

де $K_n^{6,n}$ – коефіцієнт витрат енергії на виробничі потреби системи в 2005р.;

$K_n^{\text{тех.в}}$ – коефіцієнт технологічних витрат електроенергії в 2005р.;

$E_n^{\text{над}}$; $E_{\phi}^{\text{над}}$ – надходження електроенергії відповідно в 2005 і

2006 роках:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{над}} &= \frac{100 - 0,49}{100} \cdot \frac{100 - 20,83}{100} 0,055(2474,932 - 2624,49) = \\ &= -6518,067 \text{ тис. грн;} \end{aligned}$$

б) економія за рахунок зміни технологічних витрат електроенергії

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{тех}} &= \frac{100 - K_n^{6,n}}{100} \cdot S_n^{\text{норм}} \left(\frac{K_{\phi}^{\text{тех.в}} - K_n^{\text{тех.в}}}{100} \right) E_{\phi}^{\text{над}} = \\ &= \frac{100 - 0,49}{100} \cdot 0,055 \left(\frac{17,55 - 20,83}{100} \right) 2624,49 = -4734,018 \text{ тис. грн;} \end{aligned}$$

в) зменшення витрат (у відсотках) енергії на виробничі потреби привело до економії собівартості

$$\Delta U_{\phi,n} = S_n^{nocm} \left(\frac{K_{\phi}^{6,n} - K_n^{6,n}}{100} \right) E_{\phi}^{nad} \frac{100 - K_{\phi}^{mex.6}}{100} =$$

$$= 0,055 \left(\frac{0,45 - 0,49}{100} \right) 2624,49 \frac{100 - 17,55}{100} = -49,461 \text{ тис. грн.}$$

2. Відхилення за рахунок зміни закупівельної складової (вартість купленої електроенергії) собівартості відпущеної енергії споживачам

$$\Delta U_{зак} = (3_{\phi}^{ел} - 3_n^{ел}) E_{\phi}^{від},$$

де $3_n^{ел}; 3_{\phi}^{ел}$ – закупівельна складова собівартості відпущеної електроенергії відповідно в 2005 і 2006 роках.

$$\Delta U_{зак} = (0,14 - 0,112) \cdot 2151,954 \cdot 10^6 = +68772,739 \text{ тис. грн.}$$

3. Відхилення за рахунок зміни технологічних витрат електроенергії

$$\Delta U_{тех.вт} = (T_{\phi}^{ел} - T_n^{ел}) \cdot E_{\phi}^{від},$$

де $T_n^{ел}; T_{\phi}^{ел}$ – складова технологічних витрат електроенергії відповідно в 2005 і 2006 роках:

$$\Delta U_{тех.вт} = (0,06 - 0,063) \cdot 2151,954 \cdot 10^6 = -5686,760 \text{ тис. грн.}$$

На величину складової технологічних витрат вплинули два фактори: зменшення обсягу технологічних витрат і зростання тарифу на електроенергію:

а) зміна складової технологічних витрат електроенергії в результаті зменшення обсягу технологічних витрат

$$\Delta U_{обс} = C_n (Q_{\phi} - Q_n) E_{\phi}^{від},$$

де C_n – ціна на електроенергію власним споживачам в 2005 році;
 $Q_{\phi}; Q_n$ – обсяг технологічних витрат електроенергії відповідно в 2005 і 2006 роках.

$$\Delta U_{обс} = 0,238(0,214 - 0,2648) \cdot 2151,954 \cdot 10^6 = -25957,208 \text{ тис. грн.}$$

б) підвищення ціни на електроенергію

$$\Delta U_{\text{ц.ел}} = (C_{\phi} - C_n) \cdot Q_{\phi} \cdot E_{\phi}^{\text{від}},$$

де C_{ϕ} – фактична ціна на електроенергію.

$$\Delta U_{\text{ц.ел}} = (0,282 - 0,238) \cdot 0,214 \cdot 2151,954 \cdot 10^6 = +20270,448 \text{ тис. грн.}$$

4. Відхилення за рахунок постійних витрат

$$\Delta U_{\text{пост}} = U_{\phi}^{\text{пост}} - U_n^{\text{пост}},$$

де $U_n^{\text{пост}}$; $U_{\phi}^{\text{пост}}$ – постійні витрати відповідно в 2005 і 2006 роках.

$$\Delta U_{\text{пост}} = 127007 - 107722 = +19285 \text{ тис. грн.}$$

Результати аналізу (табл. 1.3) показують, що витрати виробництва у 2006 році в порівнянні з 2005 роком зросли на 71041,421 тис. грн.

Таблиця 1.3

Аналіз відхилень витрат ВАТ „АК „Вінницяобленерго”

Фактор зміни собівартості	Значення
Загальне відхилення у витратах виробництва, тис. грн	+71041,421
1. Збільшення відпуску енергії в 2006р., тис. грн	-11329,558
в тому числі:	
а) надходження енергії в мережу	-6518,067
б) зміна технологічних витрат електроенергії, тис. грн	-4734,018
в) зміна витрат (у відсотках) енергії на виробничі потреби	-49,461
2. Зміна закупівельної складової, тис. грн	+68772,739
3. Зміна складової технологічних витрат електроенергії, тис.грн	-5686,760
в тому числі:	
а) обсяг технологічних витрат	-25957,208
б) підвищення тарифів на електроенергію	+20270,448
4. Зміна постійних витрат	+19285

Проаналізувавши всі фактори, які вплинули на збільшення собівартості, можна зробити висновок, що це збільшення в основному відбулось за рахунок зміни закупівельної складової (+68,773 млн. грн).

Другим елементом, який призвів до збільшення собівартості відпущеної енергії споживачам є постійні витрати (+19285 тис. грн), до яких відносяться адміністративні витрати, витрати на збут, інші операційні витрати.

До економії загальних витрат привело збільшення відпуску енергії і зменшення складової технологічних витрат електроенергії. Зокрема, зменшивши технологічні витрати енергії в 2006 році на 54,843 млн кВт·год. (3,28 %), енергопостачальне підприємство досягло зменшення загальних витрат на 5686,760 тис. грн; зменшення обсягу технологічних витрат привело до зменшення собівартості відпущеної електроенергії на 25957,208 тис. грн, підвищення ж тарифів на електричну енергію – до збільшення загальної собівартості на 20270,448 тис. грн.

Для більш детального дослідження впливу технологічних витрат на собівартість відпущеної споживачам електроенергії проведемо ретроспективний аналіз собівартості відпущеної споживачам електроенергії, представлений в табл. 1.4 і табл. 1.5.

На рис. 1.4 зображено динаміку доходу, загальних витрат на передавання та постачання електроенергії, а також вартості купованої електроенергії і вартості технологічних витрат в розрахунку на 1 кВт·год. відпущеної споживачам енергії.

Аналізуючи вплив технологічних витрат на собівартість передавання електроенергії (табл. 1.5), можна дійти висновку, що основним переломним періодом енергопостачального підприємства був 2004 рік: технологічні витрати енергії були зменшені на 306,686 млн кВт·год. або на 8,32%. Цей результат був досягнутий підприємством в основному за рахунок врахування людського фактору впливу: встановлені сучасні лічильники обліку електроенергії, підвищився контроль за споживанням енергії. Суттєве зменшення складової технологічних витрат дозволило зменшити загальні витрати на передавання енергії на 42, 052 млн грн.

Необхідно також відмітити, що загальні витрати зростають в основному за рахунок збільшення вартості купованої енергії. Починаючи з 2004 року, дохід зростає за рахунок зменшення технологічних витрат електроенергії. Збільшення доходу в 2006 році порівняно з 2005 роком зумовлений одночасно зростанням загальної вартості відпущеної електроенергії споживачам та зменшенням технологічних витрат на передавання електричної енергії.

Таблиця 1.4

Вихідні дані для ретроспективного аналізу собівартості
передавання та постачання електроенергії споживачам

Показники	За 2002р.	За 2003р.	За 2004р.	За 2005р.	За 2006р.
1. Надходження електроенергії в мережу, млн кВт·год.	3066,47	2922,26	2642,02	2474,93	2624,49
2. Відпуск енергії споживачам, млн кВт·год.	2084,77	2002,19	2030,35	1947,16	2151,95
3. Технологічні витрати енергії:	968,45	906,75	600,06	515,54	460,69
а) абсолютні, млн кВт·год.					
б) відносні, %	31,58	31,03	22,71	20,83	17,55
Витрати електроенергії на виробничі потреби системи:	13,25	13,32	11,62	12,23	11,84
а) абсолютні, млн кВт·год.					
б) відносні, %	0,43	0,46	0,44	0,49	0,45
4. Технологічні витрати, які приходяться на 1 кВт·год. відпущеної електроенергії	0,47	0,45	0,29	0,27	0,21
5. Вартість електроенергії, грн/кВт·год.	0,16	0,19	0,22	0,24	0,28
6. Вартість технологічних витрат, тис. грн	153014	170468	130813	122697	129915
7. Вартість купленої електроенергії, тис. грн	169478	136122	194130	218719	310495
8. Постійні витрати, тис. грн	85369	83856	93943	107722	127007
9. Всього витрат, тис. грн	407861	390446	418886	449138	567417
10. Собівартість відпущеної споживачам енергії, грн/1 кВт·год	0,196	0,195	0,206	0,231	0,264
в тому числі:					
а) закупівельна складова	0,081	0,07	0,10	0,11	0,14
б) складова технологічних витрат	0,073	0,09	0,06	0,06	0,06
в) постійна складова	0,041	0,042	0,046	0,055	0,059

Таблиця 1.5

Результативні дані аналізу собівартості відпущеної енергії

Фактор зміни собівартості	2003р.	2004р.	2005р.	2006р.
Загальне відхилення у витратах виробництва, тис. грн	-1261	+22951	+47414	+71041
1. Збільшення відпуску енергії в 2006 р.	+3381	-1179	+3849	-11330
в тому числі:				
а) надходження енергії в мережу	+4023	+8058	+5949	-6518
б) зміна технологічних витрат електроенергії (у відсотках)	-659	-9161	-2146	-4734
в) зміна витрат (у відсотках) енергії на виробничі потреби	+19	-12	+48	-49
2. Зміна закупівельної складової	-26643	+56095	+32543	+68772
3. Зміна складової технологічних витрат енергії	+23514	-42052	-2756	-5686
в тому числі:				
а) обсяг технологічних витрат	-3688	-60053	-13067	-25957
б) підвищення тарифів на електроенергію	+27202	+18002	+10311	+20270
4. Зміна постійних витрат	-1513	+10087	+13779	+19285

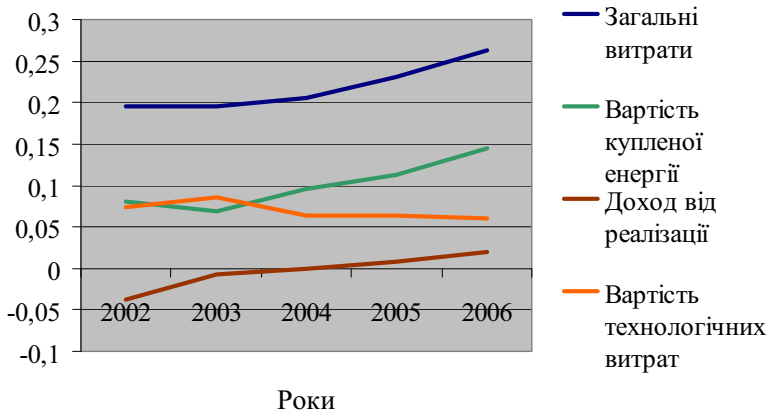


Рис. 1.4. Динаміка доходу, загальних витрат та її основних складових в розрахунку на 1 кВт·год. відпущеної споживачам електроенергії

Необхідно відмітити, що цей результат був досягнутий також і завдяки цілеспрямованій політиці держави на енергетичному ринку. У 2006-2007 роках НКРЕ продовжувала роботу з удосконалення механізму стимулювання ЕК до зниження понаднормативних витрат електроенергії [2]. Заохочення ЕК до зменшення витрат електроенергії здійснювалося шляхом: включення частки понаднормативних витрат електроенергії для споживачів другого класу напруги до роздрібного тарифу під зобов'язання ліцензіатів знизити понаднормативні витрати не менше ніж на половину від включеної в тариф частки понаднормативних витрат; передбачення в тарифі на передачу електроенергії коштів для проведення закупівлі нових чи модернізації діючих засобів комерційного обліку та поліпшення збутової роботи; застосування коригуючих коефіцієнтів до зменшення відрахування коштів на поточні рахунки ЕК при невиконанні ними планів щодо зниження понаднормативних витрат електричної енергії. З метою створення умов щодо зацікавленості ЕК до подальшого зниження понаднормативних витрат електроенергії при визначенні коригуючих коефіцієнтів відрахувань коштів граничний рівень співвідношення понаднормативних витрат електроенергії та нормативних витрат електроенергії зменшений з 10 % до 5 %.

1.2. Втрати електричної енергії – основна компонента витрат на передавання електроенергії

Розглянемо динаміку балансу електричної енергії ВАТ „АК „Вінницяобленерго”, що наведена в табл. 1.6. Для порівняння динаміку середньої ринкової ціни і тарифів на передавання електроенергії наведено в табл. 1.7.

З табл. 1.6 видно, що технологічні витрати електроенергії в 2003 році майже вдвічі перевищували норматив, встановлений НКРЕ. Понаднормативні технологічні витрати енергії зменшили корисний відпуск електроенергії відповідно на: 473,026 і 435,548 млн кВт·год., а у вартісному виразі на 74738,108 тис. грн і 81883,024 тис. грн, що й характеризувало фінансовий стан ВАТ „АК „Вінницяобленерго” як незадовільний. Лише завдяки зменшенню технологічних витрат електроенергії в 2004 році на 306,686 млн кВт·год. ЕК показала нульовий прибуток, а в 2005, 2006 роках чистий прибуток склав відповідно 3,756 млн грн і 3,77 млн грн [6].

Таблиця 1.6

Баланс електроенергії ВАТ „АК „Вінницяобленерго“

Показники	Од. вимір.	2003р	2004р	2005р	2006р
Купована електроенергія всього	млн. кВт·год.	2499,7	2385,1	2158,4	2187,3
у тому числі від: - ДП „Енергоринок”	млн кВт·год.	2499,6	2381,5	215,5	2185,0
- ТЕЦ загального користування	млн кВт·год.	-	-	2,040	1,300
- інших (локальних) джерел	млн кВт·год.	0,106	3,584	1,824	0,975
Надходження електроенергії	млн кВт·год.	2922,3	2642,0	2474,9	2624,5
Технологічні витрати норматив	млн кВт·год.	471,2	404,7	405,4	425,6
факт	млн кВт·год.	906,7	600,1	515,5	460,7
Те ж у % норматив	%	16,12	15,32	16,38	16,22
факт	%	31,03	22,71	20,83	17,55
Технологічні витрати для власних споживачів норматив	млн кВт·год.	445,3	386,3	375,8	380,7
факт	млн кВт·год.	880,8	581,6	485,8	415,7
Те ж у % норматив	%	17,81	16,2	17,41	17,4
факт	%	35,24	24,39	22,51	19,01
Виробничі потреби системи	млн кВт·год.	13,317	11,618	12,234	11,844
Корисний відпуск електроенергії – всього	млн кВт·год.	2002,2	2030,3	1947,2	2152,0
Корисний відпуск власним споживачам	млн кВт·год.	1591,5	1778,6	1646,7	1745,5

Таблиця 1.7

Динаміка середньої ринкової ціни і тарифів на передачу електроенергії

Показники	Од. вимір.	2003р	2004р	2005р	2006р	2007р
Середня ринкова ціна	коп./МВт·год.	12,265	13,624	15,818	20,135	25,415 (11)
Тариф на передавання 1кл	грн/МВт·год.	15,67	15,67	15,37 (05) 15,00 (07)	16,3 (02)	15,8 (01) 16,75 (05)
Тариф на передавання 2кл	грн/МВт·год.	68,87	68,87	68,51 (05) 69,59 (07)	75,9 (02)	77,62 (01) 82,56 (05)

Отже, технологічні витрати електроенергії – основний елемент витрат, за допомогою якого можуть бути виявлені значні резерви зниження собівартості продукції, а, отже, і підвищення ефективності діяльності ЕК. Адже в умовах ринкової конкуренції, при єдиних тарифах на електроенергію, які встановлюються НКРЕ, зниження собівартості продукції – єдиний шлях отримання прибутку, необхідного для подальшого розвитку ЕК [7].

Водночас, як впливає зі зменшення різниці між фактичними і нормативними значеннями технологічних витрат електроенергії (табл. 1.6), основний ефект до цього часу був отриманий за рахунок зменшення комерційних втрат шляхом встановлення сучасних приладів обліку, налагодження системи обліку та контролю за споживанням електроенергії. Незважаючи на те, що резерв зменшення втрат ще є, але він порівняно невеликий, тому виникає задача подальшого зменшення технологічних втрат електроенергії. Цей напрямок є актуальним; він вимагає більш детального теоретичного дослідження.

З метою виявлення „вузьких місць” виникнення технологічних втрат, здійсимо порівняння фактичних технологічних втрат в високовольтних та районних електричних мережах з їх нормативними значеннями (табл. 1.8).

Якщо проаналізувати перевищення фактичних технологічних витрат над нормативними можна зробити висновок, що основними об'єктами технологічних витрат є районні електричні мережі:

1. Чернівецькі електричні мережі. Перевищення технологічних витрат електроенергії складає 14,14 %;

2. Гайсинські електричні мережі – на 9,62 %;

3. Крижопільські електричні мережі – на 7,68 %;
4. Козятинські електричні мережі – на 7,38 %;
5. Бершадські електричні мережі – на 7,23 %.

Таблиця 1.8

Аналіз структури технологічних витрат електроенергії по РЕМ за 2006 рік

Назва ЕМ	Надходження в мережу, кВт·год.	Технологічні витрати		Відхилення фактичних витрат енергії від нормативу витрат	
		кВт·год.	%	кВт·год.	%
Обленерго в т.ч., ЕМ	2624489872	460692191	17,55	+35057101	+1,33
Барські	214351836	14812663	6,91	+6066775	+2,83
Бершадські	99372618	20424178	20,55	+7183525	+7,23
Вінницькі	747012103	132547290	17,74	+38043740	+5,09
Гайсинські	67332254	14699619	21,83	+6477805	+9,62
Жмеринські	72174057	14008041	19,41	+3942477	+5,46
Замостянські	143253538	30413065	21,23	+12608848	+8,8
Іллінецькі	99457273	7396012	7,44	+1696178	+1,71
Калинівські	87440615	7801867	8,92	-1096328	-1,26
Козятинські	90298131	17883359	19,80	+6670542	+7,38
Крижопільські	50763084	10790563	21,26	+3896903	+7,68
Липовецькі	39869465	6043019	15,16	+184041	+0,46
Літинські	37897234	5127837	13,53	+20571	+0,05
Могилів-Подільські	90158716	19282214	21,39	+4280467	+4,75
Муровано-куриловецькі	24140770	4284713	17,75	+695830	+2,88
Немирівські	61857835	8633065	13,96	+245307	+0,4
Оратівські	19319003	2253338	11,66	-829358	-4,3
Піщанські	52947476	3537063	6,68	+462851	+0,87
Погребіщенські	31798507	5842189	18,37	+848257	+2,67
Теплицькі	29261100	4036470	13,79	-75753	-2,31
Тиврівські	60655215	8196659	13,51	+1404158	+2,31
Томашпільські	66321552	8749499	13,19	+3094586	+4,66
Тростянецькі	97169340	10186891	10,48	+664062	+0,68
Тульчинські	68338155	11071749	16,20	+1324269	+1,94
Хмільницькі	67404560	8252902	12,24	+320705	+0,47
Чернівцькі	23004390	6871566	29,87	+3252326	+14,14
Чечельницькі	23815870	4844620	20,34	+897238	+3,77
Шаргородські	58343109	11363634	19,48	+2306498	+3,96
Ямпільські	48987509	9593549	19,58	+2391873	+4,88
ВВ мережі	2624489872	51744557	1,97	-71921292	-2,74

В деяких РЕМ значення нормативу технологічних витрат менше за фактичні технологічні витрати електроенергії, зокрема на Калинівських (різниця складає в 1,096 млн кВт·год.), Оратівських (різниця – 829,358 тис. кВт·год.), Теплицьких (75,753 тис. кВт·год.). Якщо ж проаналізувати літні місяці, наприклад серпень 2006 р., то таких електричних мереж з двадцяти восьми нараховується двадцять одна. Такі результати, на нашу думку, ставлять під питання достовірність нормування технологічних витрат електроенергії і розрахункові формули для визначення норм на енергію, які на сьогодні використовуються.

В табл. 1.9 і табл. 1.10 подано структуру споживання відповідно активної та реактивної електроенергії в ВАТ „АК „Вінницяобленерго” у 2006 і 2007 рр.

З аналізу табл. 1.9 випливає, що серед споживачів ВАТ „АК „Вінницяобленерго” можна виділити три характерних групи з приблизно однаковим споживанням електроенергії: промислові споживачі, непромислові споживачі, населення. Четверту значно меншу групу споживачів утворюють виробничі сільськогосподарські підприємства. Промислові підприємства за споживанням електричної енергії поділяються приблизно порівно на споживачів 1-го та 2-го класів напруги, непромислові підприємства практично повністю відносяться до споживачів 2-го класу напруги. Міське та сільське населення складає приблизно однакову кількість.

Структура споживання реактивної електроенергії (табл. 1.10) приблизно така ж за винятком населення. Однак частка споживання реактивної електроенергії непромисловими підприємствами менша, а виробничими сільськогосподарськими споживачами – більша. Крім вище перерахованих груп споживачів, реактивну електроенергію споживає електрифікований залізничний транспорт.

За таких умов надзвичайно важливим є налагодження режимної взаємодії ЕК з різними групами споживачів з метою зменшення технологічних втрат електроенергії, що можна досягнути шляхом впровадження диференційованого за періодами часу обліку електроенергії та ефективних систем розрахунків з урахуванням дійсних значень втрат електроенергії, спричиненими навантаженнями конкретних споживачів.

Таблиця 1.9

Структура електроспоживання в ВАТ „АК „Вінницяобленерго” у 2006 і 2007 рр.

Рік	2006			2007*		
Найменування показників та споживачів	Корисний відпуск електроенергії, тис. кВт·год.	Тариф, коп./кВт·год.	Вартість відпущеної електроенергії, тис. грн	Корисний відпуск електроенергії, тис. кВт·год.	Тариф, коп./кВт·год.	Вартість відпущеної електроенергії, тис. грн
Промислові споживачі потужністю 750 кВА і вище	233599	26,12	61015	204824	30,77	63020
В т.ч.: 1-го класу напруги	118085	21,73	25664	94009	25,78	24240
2-го класу напруги	115514	30,60	35351	110815	35,00	38780
Промислові споживачі потужністю до 750 кВА	186816	29,74	55567	170119	33,92	57697
В т.ч. 1-го класу напруги	7216	22,26	1606	6614	26,05	1723
В т.ч. 2-го класу напруги	179600	30,05	53961	163505	34,23	55974
Електрифікований міський транспорт	27531	16,50	4542	22664	20,30	4601
Непромислові споживачі	343187	29,55	101406	320459	33,56	107548
В т.ч.: 1-го класу напруги	25461	21,97	5595	19222	26,04	5005
2-го класу напруги	317726	30,16	95811	301237	34,04	102543
Виробничі сільські споживачі	132350	28,94	38303	114457	31,34	35868
В т.ч.: 1-го класу напруги	21743	20,36	4426	23628	18,47	4364
2-го класу напруги	110607	30,63	33877	90829	34,68	31504
Населення- всього	779353	14,86	115796	723259	18,74	135518
В т.ч.: міське	398835	15,43	61521	380199	19,15	72800
сільське	380518	14,26	54275	343060	18,28	62718
Населені пункти - всього	42568	14,42	6152	36585	17,76	6497
Всього власні споживачі	1745494	21,93	382781	1592367	25,79	10749

Таблиця 1.10

Структура споживання реактивної енергії в ВАТ „АК „Вінниця-обленерго”

Рік	2006			2007*		
Найменування показників та споживачів	Корисний відпуск реактивної електроенергії, тис. квар·год.	Тариф, коп./квар·год.	Вартість відпущеної реактивної електроенергії, тис. грн	Корисний відпуск реактивної електроенергії, тис. квар·год.	Тариф, коп./квар·год.	Вартість відпущеної реактивної електроенергії, тис. грн
Промислові споживачі з приєднаною потужністю 750 кВА і вище	184915	0,76	1399	167029	0,75	1245
В т.ч. 1-го класу напруги	77413	0,55	423	76641	0,51	390
В т.ч. 2-го класу напруги	107502	0,91	976	90388	0,95	855
Промислові споживачі з приєднаною потужністю до 750 кВА	111290	1,08	1201	95896	1,20	1148
В т.ч. 1-го класу напруги	4150	0,55	23	4100	0,46	19
В т.ч. 2-го класу напруги	107140	1,10	1178	91796	1,23	1129
Електрифікований залізничний транспорт	150362	0,27	399	121343	0,34	413
Електрифікований міський транспорт	7684	0,79	61	6722	0,86	58
Непромислові споживачі	95878	0,88	839	83431	1,00	831
В т.ч.: 1-го класу напруги	340	0,88	3	512	0,78	4
2-го класу напруги	95538	0,88	836	82919	1,00	827
Виробничі сільськогосп. споживачі	47886	1,26	602	52473	1,13	594
В т.ч.: 1-го класу напруги	18	0,13	22	16662	0,13	22
2-го класу напруги	47868	1,26	602	35811	1,60	572
Всього	598015	0,75	4501	526894	0,81	4289

Примітка * – за 10 місяців 2007 року.

1.3. Методи визначення втрат електроенергії

Електроенергія – вид продукції, транспортування якої здійснюється за рахунок певної частини самої продукції. Тому технічні втрати електроенергії під час її передавання неминучі. Вони зумовлені конструктивними параметрами мережі і фізичними процесами, які протікають в провідниках при передаванні по них електроенергії.

Технологічні витрати електроенергії в електромережах складаються з комерційних та технічних (технологічних) втрат [9]. В

ідеальному випадку комерційні втрати електроенергії в електричній мережі, які визначаються розрахунковим шляхом, повинні дорівнювати нулю. В реальних умовах різниця надходження електроенергії в мережу та корисного відпуску і технічних втрат не рівна нулю. Комерційні втрати електроенергії можна розділити на три складові [9–11]. Перша пов'язана з похибками вимірювань відпущеної в мережу і корисно відпущеної електроенергії споживачам. Друга складова визначається заниженням корисного відпуску через недоліки енергозбутової діяльності і крадіжки електроенергії. Третя – зумовлена заборгованістю оплати за електроенергію.

Служби ЕК ведуть роботу по встановленню сучасних приладів обліку в мережах 10–35–110 кВ. Але внаслідок нехватки коштів прилади обліку встановлюються лише в точках комерційного обліку. В розподільних мережах ЕК і значної кількості підприємств, де експлуатуються підстанції без обслуговуючого персоналу, інформація про режим визначається лише для двох діб шляхом контрольних погодинних записів для режиму найбільших і найменших навантажень ЕК. Це складає графіки навантажень за 48 годин із 8760 годин роботи. Зрозуміло, що така інформація є обмежено достовірною через малий обсяг вибірки.

Одним з відомих методів визначення річних втрат електричної енергії в електричних мережах є метод максимальних втрат, запропонований та розроблений в роботах В.А. Венікова, А.А. Глазунова, Г.С. Поспелова, Н.М. Сича та інших [12–18], згідно з яким втрати електричної енергії визначають за значенням втрат потужності в максимальному режимі навантаження

$$\Delta W = \Delta P_M \cdot \tau, \quad (1.1)$$

де ΔP_M – втрати потужності в режимі максимальних навантажень; τ – час максимальних втрат.

Існує ряд емпіричних формул для оцінки часу максимальних втрат через час використання максимальної потужності, наприклад, формула В.В. Кезевича

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 8760, \quad (1.2)$$

де T_M – час використання максимального активного навантаження, що визначається як відношення кількості спожитої електроенергії протягом року до максимального значення активної потужності.

В [14] С.С. Рокотян та І.М. Шапіро запропонували формулу, що

дає змогу визначити втрати електричної енергії за триступеневим графіком

$$\tau = 2T_M - T + \frac{T - T_M}{1 + \frac{T_M}{T} - \frac{2P_{\min}}{P_{\max}}} \left(1 - \frac{P_{\min}}{P_{\max}} \right)^2,$$

де T – розрахунковий період (рік); P_{\max} , P_{\min} – максимальна та мінімальна активна потужність навантаження.

Вираз (1.1) рекомендується для проектних розрахунків як в розподільних, так і в живильних мережах 110 кВ і вище. Однак він не враховує залежність часу втрат від форми кривої графіка навантаження. В цьому виразі одному значенню T_M відповідає одне значення τ , але завжди можна підібрати такі графіки, які характеризуються однаковою кількістю енергії і значенням максимального навантаження, а, отже, і однаковою кількістю годин використання максимуму, але мають різну форму кривої графіка навантаження. Різниця в значеннях τ для цих графіків може досягати в деяких випадках 50 %.

Ряд формул з використанням цих же величин наведено в роботах Ю.С. Железка та інших [19–31]. Однак помилка визначення втрат електричної енергії в усіх випадках досить велика і досягає 13% [19].

До недоліків застосування методу часу втрат відноситься те, що він не враховує наявність впливу реактивного навантаження та динаміку зміни коефіцієнта потужності, а також відмінностей у конфігураціях графіків.

Врахування двох перших факторів забезпечується визначенням часу максимальних втрат за формулою [15]

$$\tau = \tau_a \frac{P_{\max}^2}{S_{\max}^2} + \tau_p \frac{Q_{\max}^2}{S_{\max}^2},$$

де τ_a – час втрат від передавання активної потужності; τ_p – час втрат від передавання реактивної потужності; P_{\max} , Q_{\max} , S_{\max} – максимальні відповідно активна, реактивна та повна потужності.

Щодо третього фактора, який інтегрально можна відобразити ступенем нерівномірності графіків навантаження, то він буде розглянутий нижче.

Недоліком використання часу максимальних втрат є те, що інформація про максимальні значення навантажень часто буває недостовірною через обмежену частоту їх появи. Більш достовірною є інформація про середні навантаження, але тоді для визначення втрат необхідно отримати еквівалентні значення коефіцієнтів форми групових графіків навантажень.

Другий підхід до визначення втрат електричної енергії, який був запропонований Г.М. Каяловим, оснований на використанні методу середніх навантажень [32]. Для визначення втрат електричної енергії в розподільних мережах за цим методом Методикою складання структури балансу [33] рекомендується формула

$$\Delta W = \frac{W^2 K_{\phi,a}^2 + W_p^2 K_{\phi,p}^2}{U^2 T} R, \quad (1.3)$$

де W , W_p – споживання активної та реактивної енергії; $K_{\phi,a}$, $K_{\phi,p}$ – коефіцієнти форми графіків активних та реактивних навантажень; U – еквівалентне значення напруги, що враховує зміну напруги як в часі, так і в кожній точці електричної мережі; R – еквівалентний опір мережі.

Вираз (1.3) часто записують у спрощеному вигляді

$$\Delta W = \frac{(W^2 + W_p^2) K_{\phi}^2}{U^2 T} R$$

або

$$\Delta W = \frac{W^2 K_{\phi}^2 (1 + tg^2 \varphi_c)}{U^2 T} R,$$

де $tg \varphi_c$ – середній коефіцієнт реактивної потужності. Застосування останніх формул доцільно у випадку сильної кореляції графіків активних та реактивних навантажень. Якщо кореляція цих графіків слабка, то необхідно використовувати формулу (1.3). Якщо реактивне навантаження практично стає в часі, то доцільним є використання іншої спрощеної формули

$$\Delta W = \frac{W^2 (K_{\phi}^2 + tg^2 \varphi_e)}{U^2 T} R,$$

де $tg \varphi_e$ – еквівалентний коефіцієнт реактивної потужності.

Формулу (1.3) можна також подати у такому вигляді:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \left(\frac{W^2 + W_p^2}{T^2} + (D_a + D_p) \right) T,$$

де D_a, D_p – дисперсії графіків навантажень відповідно активної та реактивної потужностей.

Необхідно відмітити, що визначення річних втрат електричної енергії за методом середніх навантажень має істотні переваги порівняно з методом часу максимальних втрат, оскільки дозволяє порівняно просто визначити еквівалентний опір електричної мережі за втратами з використанням споживання електричної енергії споживачів.

Для врахування нерівномірності графіків навантажень в Методиці складання структури балансу [33] використано підхід, який ґрунтується на використанні так званих універсальних графіків навантаження за тривалістю (графіків Россандера), які зображено на рис. 1.5.

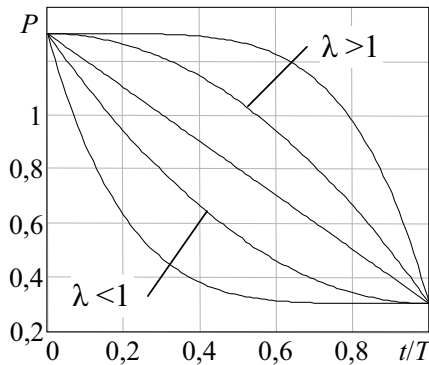


Рис. 1.5. Універсальні графіки навантажень за тривалістю

Апроксимація графіків проводиться такими аналітичними залежностями потужності від часу:

$$P = P_{max} - (P_{max} - P_{min}) \cdot \left(\frac{t}{T} \right)^{\lambda} \quad \text{при } \lambda \geq 1$$

або

$$P = P_{min} + (P_{max} - P_{min}) \cdot \left(1 - \frac{t}{T} \right)^{\frac{1}{\lambda}} \quad \text{при } \lambda \leq 1.$$

Дисперсії графіків навантажень активної і реактивної потужностей пропонується визначати за формулами, наприклад для активної потужності:

$$D_a = \frac{(P_{\max} - P_c)(P_c - P_{\min})^2}{P_{\max} + P_c - 2P_{\min}} \quad \text{при } \lambda \geq 1$$

або

$$D_a = \frac{(P_{\max} - P_c)^2(P_c - P_{\min})}{2P_{\max} - P_c - P_{\min}} \quad \text{при } \lambda < 1.$$

Основною інформацією для розрахунку втрат є середні та екстремальні значення навантажень. Формули для визначення квадрата коефіцієнта форми на основі універсальних графіків навантажень мають вигляд

$$K_{\phi,a}^2 = 1 + \frac{(P_{\max} - P_c)(P_c - P_{\min})^2}{P_c^2(P_{\max} + P_c - 2P_{\min})}; \quad (1.4)$$

$$K_{\phi,a}^2 = 1 + \frac{(P_{\max} - P_c)^2(P_c - P_{\min})}{P_c^2(2P_{\max} - P_c - P_{\min})}, \quad (1.5)$$

відповідно при $\lambda \geq 1$, та $\lambda \leq 1$.

Коефіцієнт λ розраховується за формулою

$$\lambda = \frac{P_c - P_{\min}}{P_{\max} - P_c}. \quad (1.6)$$

Недоліком застосування кривих Россандера є те, що вони мають середнє значення дисперсії і не враховують ступеня нерівномірності графіків навантажень, які для промислових підприємств можуть мати більшу або меншу від середньої дисперсію.

Для моделювання закону розподілу групових графіків навантажень в роботах В.І. Гордєєва [34, 35] використано триступеневу лінійну модель навантаження, яка має високу збіжність із реальними графіками навантажень, отриманими на основі досліджень об'єктів. Триступеневі графіки дають можливість уточнення значень τ та K_ϕ , але вимагають більш детальної вихідної інформації.

Втрати активної потужності в складних електричних мережах можуть бути визначені з використанням формули [12, 13]

$$\Delta P = \operatorname{Re} \left[\hat{\mathbf{U}}_{\Delta}^t \mathbf{Y} \dot{\mathbf{U}}_{\Delta} \right],$$

де $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}$ – вектор комплексних напруг вузлів відносно балансуєчого вузла; $\hat{\mathbf{U}}_{\Delta}$ – вектор спряжених комплексних напруг відносно балансуєчого вузла; $\mathbf{Y} = \mathbf{g} - j\mathbf{b}$ – матриця комплексних вузових провідностей (\mathbf{g} , \mathbf{b} – матриці відповідно активних та реактивних складових комплексних вузових провідностей).

Для цього можна використати також таку формулу:

$$\Delta P = \operatorname{Re} \left[\hat{\mathbf{J}}^t \mathbf{Z} \mathbf{J} \right], \quad (1.7)$$

де \mathbf{J} – вектор комплексних струмів вузових навантажень; $\hat{\mathbf{J}}$ – вектор спряжених комплексних струмів вузових навантажень; $\mathbf{Z} = \mathbf{r} + j\mathbf{x}$ – матриця комплексних вузових опорів (\mathbf{r} , \mathbf{x} – матриці відповідно активних та реактивних складових комплексних вузових опорів), причому $\mathbf{Z} = \mathbf{Y}^{-1}$.

Формула (1.7) має істотні переваги, оскільки не вимагає визначення вектора напруг $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}$, що дає змогу більш просто дослідити втрати при зміні навантажень.

Досить часто для аналізу електричних мереж використовують R -схему заміщення, яка містить лише резистивні елементи. В цьому випадку втрати активної потужності можна визначити з формули

$$\Delta P = \operatorname{Re} \left[\hat{\mathbf{J}}^t \mathbf{R} \mathbf{J} \right], \quad (1.8)$$

де \mathbf{R} – матриця вузових опорів, причому $\mathbf{R} = \mathbf{G}^{-1}$, тут \mathbf{G} – матриця вузових провідностей R -схеми заміщення. Результати, отримані з допомогою (1.7) і (1.8), збігаються.

Вираз (1.3) рекомендований для нормування та планування втрат в розподільних мережах промислових підприємств. Однак у цьому випадку отримують занижені оцінки втрат порівняно з їх фактичними значеннями. Це пояснюється тим, що значення величин, які входять в формулу (1.3), визначаються з даних електроспоживання базового періоду без урахування змін енергомісткості продукції в плановому періоді, що спричинені впровадженням заходів з енергозбереження, нового електрообладнання або змін в режимах його роботи, змін технологічних властивостей продукції і т.п.

Точність визначення втрат електричної енергії залежить від достовірності та повноти вихідної інформації про значення і характер

навантаження. Підвищення точності в мережах промислових підприємств можна забезпечити шляхом використання норм споживання. В [36–38] запропоновано втрати електричної енергії визначати в залежності від установлених на плановий період норм споживання електричної енергії (без втрат), запланованої продуктивності агрегату (цеху) і математичного сподівання затрат часу на вироблення одиниці продукції (роботи) з урахуванням передбачуваних змін в енергомісткості продукції (роботи). Для визначення втрат в елементах живлення окремих потужних агрегатів через норми споживання електричної енергії може бути використана формула [38]

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \frac{(\omega_{ij} K_{\phi,ij})^2 (1 + tg^2 \varphi_{ij}) P_{ij} R_i}{U_{ij}^2 t_{o,ij}}, \quad (1.9)$$

де ω_{ij} , P_{ij} – індивідуальна технологічна норма споживання електричної енергії та плановий обсяг робіт i -го агрегату для вироблення j -го виду продукції; $K_{\phi,ij}$, $tg \varphi_{ij}$ – коефіцієнт форми та коефіцієнт реактивної потужності навантаження i -го агрегату під час вироблення j -го виду продукції; U_{ij} – еквівалентне значення напруги для i -го агрегату та j -го виду продукції; $t_{o,ij}$ – тривалість роботи i -го агрегату з вироблення одиниці j -го виду продукції (питома норма часу); R_i – активний опір лінії живлення i -го агрегату.

Що стосується індивідуальних показників навантажень окремих агрегатів під час вироблення конкретного виду продукції $K_{\phi,ij}$, $tg \varphi_{ij}$ та U_{ij} , то ці показники можна отримати достатньо просто розрахунковим шляхом за паспортними даними агрегатів, графіком їх роботи та режимом навантаження. Для визначення еквівалентної напруги U_{ij} , крім того, необхідні значення номінальних параметрів елементів електропередачі. Проте, недоліком використання індивідуальних норм є велика трудомісткість нормування втрат.

Перехід до ринкових відносин поставив нову задачу розподілення втрат електричної енергії, які виникають в електричних мережах між споживачами. Це пояснюється тим, що під час фінансових (комерційних) розрахунків необхідно визначити частки втрат, що належать власнику електричної мережі і конкретному споживачу. Розподілення втрат електроенергії між споживачами відіграє важливу роль при стимулюванні заходів з енергозбереження, розрахунку роздрібних цін на електроенергію, що відпускається субабонентам, розрахунку плати за реактивну енергію. Дослідженням цих питань займаються фахівці: Гамм А. З., Дерзський В. Г., Забелло Є. П., Лежнюк П. Д., Толасов А. Г. та інші [39-46].

Складність цієї проблеми пояснюється тим, що втрати мають близьку до квадратичної залежність від навантаження споживачів. Це не дає змоги в принципі об'єктивно розподілити втрати і тому прийнятий закон розподілення втрат може розглядатися як суто економічний важіль впливу на споживачів.

Висновки до розділу 1

1. Аналіз впливу технологічних витрат на собівартість передавання електроенергії в мережах ВАТ „АК „Вінницяобленерго” показав, що технологічні витрати є основним елементом витрат, зменшення яких істотно впливає на собівартість передавання електроенергії. Зменшення складової технологічних витрат на 8,32% в 2004 році дозволило зменшити загальні витрати на передавання енергії на 42,052 млн грн. Цей результат був досягнутий ЕК в основному за рахунок встановлення сучасних лічильників обліку електроенергії, підвищення вірогідності контролю за споживанням енергії. Водночас зменшення комерційних витрат практично вичерпало свої резерви щодо зменшення витрат і на сьогоднішній день ставиться задача зменшення технологічних втрат, що вимагає значних матеріальних, трудових та фінансових затрат.

2. Однією з основних складових витрат на передавання та розподілення електричної енергії є втрати електричної енергії. В наш час оцінюючи економічну ефективність енергозберігаючих заходів, зміни втрат електричної енергії або не враховуються взагалі, або визначаються для системи електропостачання в цілому без визначення частки втрат, що належать окремим споживачам. Це не дозволяє дати адекватну оцінку заходам, що плануються до впровадження. Технологічна єдність виробництва і споживання енергії передбачає необхідність тісної взаємодії ЕК і споживачів. Основними напрямками такої взаємодії є: раціоналізація режимів енергоспоживання; формування взаємоприйнятних тарифів на електроенергію.

3. Існує ряд емпіричних формул для оцінки часу максимальних втрат через час використання максимальної потужності, наприклад, формула В.В. Кезевича та інші. Однак використання емпіричних залежностей не може бути однозначно рекомендовано для визначення втрат через зміну характеру навантажень розподільних мереж в останні роки. Одним із перспективних є визначення втрат електричної енергії з використанням норм її споживання. Однак в наш час точність еквівалентування електричних мереж та графіків навантажень за втратами є недостатньою.

Існує ряд нерозв'язаних задач:

- не обґрунтовано методів визначення економічної ефективності заходів зі зменшення втрат в електричних мережах, які б враховували частку втрат конкретного споживача;

- відсутні математичні моделі для визначення та розподілення втрат електричної енергії між споживачами, які б враховували електричну віддаленість споживачів та характер їх графіків навантажень;

- роздрібні тарифи на електроенергію, а також плата за перетікання реактивної потужності не забезпечують відповідності реальним втратам;

- не обґрунтовано економічних механізмів стимулювання заходів щодо зменшення втрат електроенергії.

Науково-прикладне завдання полягає у необхідності вдосконалення методів стимулювання підвищення ефективності передавання електроенергії.

Вирішення науково-прикладного завдання вимагає:

- розробити математичні моделі для визначення економічної ефективності заходів зі зменшення втрат електроенергії, що ґрунтуються на розподіленні витрат між споживачами, які б враховували електричну віддаленість споживачів та ступінь нерівномірності їх графіків навантажень;

- вдосконалити роздрібні тарифи за активну та реактивну електроенергію;

- розробити та проаналізувати методи стимулювання заходів зі зменшення втрат електроенергії;

- вдосконалити методи контролю, визначення та нормування втрат в електромережах.

На вирішенні саме цих питань буде зосереджена увага в наступних розділах.

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА МЕТОДІВ ТА МОДЕЛЕЙ ОЦІНЮВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ ЗІ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

2.1. Економічна модель ефективності системного зменшення технологічних втрат електроенергії

В математичних моделях оцінювання економічної ефективності заходів зі зменшення технологічних втрат цільова функція формується як мінімум розрахункових витрат, що складається з двох частин. Перша частина характеризує вартість електричної енергії без складової технологічних втрат, друга частина – вартість технологічних втрат електроенергії. Необхідність обов'язкового врахування другого доданку пояснюється тим, що частка втрат електричної енергії в експлуатаційних поточних витратах досягає, а іноді перевищує 40%.

В найпростішому випадку матриця відносної вартості втрат потужності може бути сформована як добуток вартості електроенергії для даного класу напруги, матриці вузлових опорів мережі та коефіцієнта форми узагальненого графіка навантаження мережі, з урахуванням розрахункового періоду часу та значення середньої або номінальної напруги мережі.

Для зменшення технологічних втрат електричної енергії можливими є чотири підходи: по-перше, зменшення середніх навантажень, що можна досягти за допомогою встановлення та дотримання прогресивних норм електроспоживання електричної енергії і запровадження новітніх технологій; по-друге, вирівнювання графіків навантажень шляхом зміщення в часі початку технологічних процесів виділенням споживачів-регуляторів; по-третє, зменшення вартості споживаної енергії завдяки використанню обліку електроенергії за зонними тарифами і перенесенням навантажень з пікової та напівпікової зони доби в зону нічного провалу навантажень; по-четверте, зменшення втрат потужності, яке можна досягти шляхом оптимізації режимів електричної мережі. Одним з найбільш ефективних заходів є зменшення середніх активних навантажень завдяки використанню прогресивних технологій і зменшенню енергомісткості продукції.

Методологія дослідження ефективності зменшення технологічних втрат електроенергії в електричних мережах має чітко виражений системний характер.

Загальний підхід до визначення системної ефективності зменшення втрат із використанням компенсації реактивної потужності вперше запропонував Ю.С. Железко [47]. Ним вказано, що в задачах компенсації реактивної потужності (КРП) цільову функцію можна формувати у вигляді квадратичної моделі, яку записують у двох формах – через максимальні або середні навантаження. Причому для другої форми питома вартість втрат визначається лише паливною складовою. Робиться висновок, що вибір нерегульованих батарей конденсаторів в мережі може бути виконаний лише за даними середніх навантажень. Водночас, оскільки нерегульовані батареї конденсаторів мають обмежене застосування, то для отримання оптимальних розв'язків під час вибору регульованих компенсуювальних установок (КУ) необхідним є урахування графіків реактивних навантажень споживачів.

І.І. Сіуда і В.І. Свешніков [48] пропонують використовувати декомпозицію складно замкнутої мережі на підсистеми з розімкненою конфігурацією мереж. Цільова функція сформована для розімкнутої мережі підсистеми з урахуванням вартості реактивної енергії на вході (вирішується так звана економічна задача КРП). У спрощеній формі запису цільова функція має такий вигляд:

$$3 = \mathbf{Q}_K^T \mathbf{Z}_K + (\mathbf{Q}_H - \mathbf{Q}_K)^T \mathbf{Z}_0 + \frac{c_m \tau}{U^2} (\mathbf{Q}_H - \mathbf{Q}_K)^T \mathbf{R} (\mathbf{Q}_H - \mathbf{Q}_K) \rightarrow \min, \quad (2.1)$$

де \mathbf{Q}_K – вектор КУ, які встановлюються у вузлах ($\mathbf{Q}_K = (Q_{K1}, \dots, Q_{Kn})^T$);
 \mathbf{Z}_K – вектор приведених витрат на установку КУ ($\mathbf{Z}_K = (Z_{K1}, \dots, Z_{Kn})^T$);
 \mathbf{Q}_H – вектор реактивних потужностей навантажень вузлів мережі;
 $\mathbf{Z}_0 = (Z_{01}, \dots, Z_{0n})^T$ – вектор вартості реактивної енергії на вході мережі;
 c_m – вартість максимальних втрат електричної енергії; τ – час максимальних втрат; U – середнє значення напруги мережі; \mathbf{R} – матриця вузлових опорів електромережі.

Розв'язок (2.1) знаходять в явному вигляді з виразів

$$(\mathbf{Q}_H - \mathbf{Q}_K) = \mathbf{R}^{-1} \mathbf{N}; \quad \mathbf{Q}_K = \mathbf{Q}_H \mathbf{D} (1 - \mathbf{R}^{-1} \mathbf{N}),$$

де елементи вектора \mathbf{N} дорівнюють $N_i = (Z_{Ki} - Z_{0i}) \frac{U^2}{2c_m \tau}$.

В роботі І.М. Ковальова [49] цільова функція сформульована без другого доданку в (2.1), що ураховує вартість реактивної електроенергії на вході підсистеми. За наявності балансового

обмеження $\mathbf{1}^t \mathbf{Q}_k = Q_k$, де $\mathbf{1}$ – одиничний вектор-стовпець; Q_k – задане сумарне значення всіх КУ, мінімум (2.1) можна знайти за методом неозначених множників Лагранжа. Сформувавши функцію Лагранжа $L = 3 + l(\sum_{i=1}^n Q_{ki} - Q_k)$ і знайшовши похідні по Q_{ki} та прирівнявши їх до нуля $\frac{\partial L}{\partial \mathbf{Q}_k} = \mathbf{0}$, можна отримати систему лінійних рівнянь для знаходження оптимального розв'язку з урахуванням обмеження

$$\frac{2c_m \tau}{U^2} \mathbf{R}(\mathbf{Q}_n - \mathbf{Q}_k) = \mathbf{3}_k - \mathbf{1}l,$$

де l – коефіцієнт Лагранжа, числове значення якого забезпечує необхідне сумарне значення Q_k всіх КУ.

Для визначення системної ефективності КРП з останнього рівняння визначають оптимальний вектор вхідних реактивних потужностей $\mathbf{Q}_e = \mathbf{Q}_n - \mathbf{Q}_k$ і вектор потужностей КУ \mathbf{Q}_k . При цьому для кожного споживача визначають значення приростів зменшення втрат у разі встановлення ним оптимальної потужності КУ

$$\sigma_Q = \frac{\partial \Delta P}{\partial \mathbf{Q}_k} = -\frac{2}{U^2} \mathbf{R}(\mathbf{Q}_n - \mathbf{Q}_k).$$

Припустивши, що у n -му вузлі КУ не встановлюються ($Q_{kn} = 0$), знову виконують розрахунки для решти $(n-1)$ споживачів. Оскільки значення σ_{Qi} ($i=1, \dots, n-1$) не змінюються (умова інваріантності значень питомих приростів втрат), то виясняють, в який бік змінюються потужності КУ порівняно з початковим розв'язком.

Другий метод визначення системної ефективності КРП полягає у визначенні збитків, зумовлених неучастю вузла n в оптимізації. Такий вид реакції необхідний для перевірки доцільності установки КУ з урахуванням постійної складової витрат на їх встановлення. Для цього необхідно визначити різницю δZ_n мінімальних значень витрат без участі і з участю в оптимізації n -го споживача.

Однак оцінка ефективності δZ_i для всіх споживачів електричної мережі вимагає великої кількості ітераційних розрахунків.

Одним з основних методів, що використовуються для системного аналізу управлінських рішень, є аналіз чутливості рішень

до різних факторів. Цей метод передбачає застосування спеціальних прийомів, які дозволяють визначити ступінь допустимості змін в системі, за яких не змінюється раніше знайдене оптимальне рішення. Аналіз чутливості рішень дозволяє після розв'язку моделі визначити допустимі межі зміни умов задачі, при яких рішення залишається оптимальним [50].

У разі зменшення вектора навантаження \mathbf{x} на значення $\Delta \mathbf{x} = (\Delta x_1, \dots, \Delta x_n)^t$ розрахункові сумарні технологічні витрати зменшуватимуться на значення

$$\Delta Z = \Delta \mathbf{x}^t \mathbf{c} + \mathbf{x}^t \mathbf{C} \mathbf{x} - (\mathbf{x} - \Delta \mathbf{x})^t \mathbf{C} (\mathbf{x} - \Delta \mathbf{x}).$$

Перша складова цього виразу характеризує зменшення технологічних витрат за рахунок вартості споживаної активної або реактивної енергії, друга – вартість технологічних витрат до впровадження заходів з енергозбереження, третя – вартість технологічних витрат після впровадження заходів з енергозбереження.

Для зменшення навантажень необхідним є впровадження технічних або організаційних заходів, пов'язаних з одноразовими матеріальними витратами на придбання новітнього обладнання та матеріальне стимулювання, яке виплачується технологічному і експлуатаційному персоналу у вигляді премій з метою заохочення до впровадження прогресивних обладнання чи технологій виконання робіт. Залежність необхідної суми коштів, що використовується на впровадження технічних або організаційних заходів, пов'язаних з одноразовими матеріальними витратами на придбання новітнього обладнання та матеріальне стимулювання i -го споживача, можна апроксимувати квадратичним поліномом Δx_i . Отже, величина одноразових матеріальних витрат в цілому для системи описується виразом

$$\Delta u = \Delta \mathbf{x}^t \mathbf{a} + \Delta \mathbf{x}^t \mathbf{B} \Delta \mathbf{x},$$

де \mathbf{a} – вектор питомих витрат на придбання новітнього обладнання та стимулювання споживачів $\mathbf{a} = (a_1, \dots, a_n)^t$; \mathbf{B} – діагональна матриця питомих витрат на придбання новітнього обладнання та стимулювання споживачів $\mathbf{B} = \text{diag}(b_1, \dots, b_n)$.

Найбільш ефективний варіант впровадження новітнього обладнання, нових технологій або прогресивних методів організації робіт вибирають з використанням цільової функції, яку можна

сформувати як різницю зменшення технологічних витрат і одноразових матеріальних витрат

$$\Phi = \Delta Z - \Delta u = \Delta x^T (c - a) + x^T C \Delta x + \Delta x^T [C(x - \Delta x) - B \Delta x], \quad (2.2)$$

за значеннями приростів якої приймають рішення про доцільність впровадження заходів з енергозбереження для кожного із споживачів.

Можливі декілька підходів для визначення економічної ефективності заходів з енергозбереження. Перший підхід полягає у визначенні зменшення функції витрат у разі зміни компоненти вектора навантаження і знаходженні вектора чутливості цільової функції як відношення зменшення витрат до компоненти вектора навантаження. Вектор чутливості дозволяє визначити найбільш впливові вузли електричної мережі систем електропостачання, зменшення навантаження в яких забезпечує найменші розрахункові витрати. Після визначення вектора чутливості функції витрат на стимулювання і порівняння компонентів цього вектора з компонентами вектора чутливості можна вибрати найбільш впливових споживачів електричної мережі і значення приростів зменшення навантажень, які приносять найбільш відчутний економічний ефект системі електропостачання в цілому.

Недоліком такого підходу є те, що економічний ефект визначається для системи в цілому, а частка виграшу для конкретного споживача залишається невідомою. Це не забезпечує ефективного стимулювання споживачів, які витрачають матеріальні і трудові ресурси і впроваджують заходи з енергозбереження.

Пропонується новий підхід до визначення економічної ефективності заходів зі збереження електричної енергії, який оснований на розподіленні розрахункових технологічних витрат між споживачами [51, 52], оснований на визначенні вектора, компоненти якого характеризують витрати кожного конкретного споживача, який можна подати у такому вигляді:

$$Z = x^D c + x^D C x, \quad (2.3)$$

де x^D – діагональна матриця навантажень споживачів електричної енергії $x^D = \text{diag}(x_1, \dots, x_n)$.

Аналогічно, вектор зменшення технологічних витрат, розподілених між споживачами, буде визначатися виразом

$$\Delta Z = \Delta x^D c + x^D C \Delta x + \Delta x^D C (x - \Delta x), \quad (2.4)$$

де Δx^D – діагональна матриця зменшення навантажень споживачів, а вектор розподілених між споживачами одноразових матеріальних витрат (у тому числі і витрат на матеріальне стимулювання) характеризується виразом

$$\Delta u = \Delta x^D a + \Delta x^D B \Delta x.$$

Порівнюючи відношення відповідних компонентів векторів ΔZ і Δu , що характеризують зменшення технологічних витрат і необхідні одноразові матеріальні витрати кожного конкретного споживача, можна вибрати найбільш ефективний варіант впровадження нових технологій. Результат доцільно подати у вигляді вектора чутливості $G = (\Delta Z_1 / \Delta u_1, \dots, \Delta Z_n / \Delta u_n)^T$ або сформулювати критеріальний вектор у вигляді різниці вектора зменшення витрат і вектора витрат на матеріальне стимулювання

$$\Phi = \Delta Z - \Delta u = \Delta x^D (c - a) + x^D C \Delta x + \Delta x^D [C(x - \Delta x) - B \Delta x], \quad (2.5)$$

за значенням компонент якого приймають рішення про доцільність впровадження заходів з енергозбереження для кожного із споживачів.

Для визначення економічної ефективності вирівнювання графіків навантажень з метою зменшення коваріаційної складової втрат у виразі (2.3) другий доданок необхідно розділити на дві частини, які б враховували окремо вартість середніх та коваріаційних втрат. Тоді вираз (2.3) можна записати у вигляді

$$Z = x^D c + x^D \bar{C} x + 1^D K_C 1, \quad (2.6)$$

де K_C – матриця вартості втрат, що враховує коваріацію навантажень у вузлах електричної мережі (можна отримати як добуток відповідних коефіцієнтів матриці коваріації навантажень вузлів та елементів матриці втрат електроенергії); \bar{C} – матриця вартості втрат, зумовлених середніми навантаженнями.

Оцінювання ефективності заходів з вирівнювання графіків навантажень виконується аналогічно як і при зменшенні середніх навантажень.

Виокремлення зменшення затрат, зумовлених зменшенням середніх навантажень і вирівнюванням графіків навантажень, дозволяє оцінити економічну ефективність заходів у разі одночасного різного впливу на ці фактори обраного заходу енергозбереження.

Надзвичайно важливим є питання про незміщення оптимальних

розв'язків при застосуванні нелінійних розподілень втрат електричної енергії. Тут можливим є використання підходу, який полягає в знаходженні частинних похідних цільової функції $\Phi = \Delta Z - \Delta u$. Наприклад, якщо знехтувати квадратичними складовими у виразі (2.5), і сформулювати цільову функцію (2.2) у вигляді

$$\Phi = \Delta Z - \Delta u = \Delta \mathbf{x}^t (\mathbf{c} - \mathbf{a}) + \mathbf{x}^t \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \Delta \mathbf{x}^t \mathbf{C} (\mathbf{x} - \Delta \mathbf{x}), \quad (2.7)$$

де матриця \mathbf{C} у разі застосування нелінійних розподілень втрат є несиметричною. Частинні похідні цільової функції

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \Delta \mathbf{x}} = (\mathbf{c} - \mathbf{a}) + (\mathbf{C} + \mathbf{C}^t)(\mathbf{x} - \Delta \mathbf{x}). \quad (2.8)$$

Властивістю суми несиметричних матриць $\mathbf{C} + \mathbf{C}^t$ у разі нелінійного розподілення втрат є те, що результатом є симетрична матриця, що дорівнює $2\mathbf{C}$, якщо розподілення виконується пропорційно навантаженню споживачів. Прирівнявши частинні похідні (2.8) до нуля

$$(\mathbf{c} - \mathbf{a}) + 2\mathbf{C}(\mathbf{x} - \Delta \mathbf{x}) = 0 \quad (2.9)$$

і розв'язавши систему лінійних рівнянь, можна отримати вектор оптимальних рішень, який збігається з вектором оптимальних рішень, знайдених у разі застосування пропорційного розподілення втрат.

2.2. Математичні моделі розподілення втрат між споживачами

Розроблені математичні моделі оцінювання економічної ефективності зменшення втрат в електричних мережах вимагають створення математичних моделей розподілення втрат електричної енергії між споживачами. З переходом споживачів на оплату за електроенергію за диференційованими тарифами по зонах часу вони вступають в режимну взаємодію з ЕК. У цьому випадку для формування другої частини цільової функції у вигляді матриці вартості технологічних втрат електроенергії, необхідним є отримання математичних моделей розподілення втрат електроенергії між споживачами з урахуванням графіків їх навантажень. Це робиться з метою ефективного стимулювання споживачів до впровадження заходів зі зменшення втрат електричної енергії. Адже без інформації про те, які технологічні втрати електроенергії, що виникають в мережах ЕК, спричинені навантаженнями кожного із споживачів,

неможливо побудувати ефективну систему їх фінансового заохочення до економії споживання електричної енергії в години максимального навантаження мереж ЕК та ОЕС України і перенесення споживання на години мінімального навантаження.

Найбільш простим є пропорційне розподілення. За пропорційного розподілення сумарні втрати розподіляються пропорційно активному або реактивному навантаженню споживачів. У разі не врахування різної електричної віддаленості споживачів це реалізується шляхом включення вартості технологічних втрат електроенергії у вартість електроенергії.

В роботі Дерзського В.Г. [39] вказується, що розподілення навантажувальних втрат доцільно здійснювати пропорційно квадратам потоків активної та реактивної енергії з урахуванням коефіцієнтів нелінійності технологічних втрат. Ця пропозиція оснований на тому, що якщо втрати пропорційні квадрату навантаження, то розподілятися між споживачами вони повинні теж пропорційно квадрату їх навантажень.

В [53] показано, що у разі застосування квадратичного розподілення втрат між споживачами, які живляться від спільної лінії з опором R , споживачу з навантаженням P_j будуть належати втрати потужності

$$\Delta P_j = \frac{P_j^2}{U_n^2} R n_e,$$

де n_e – ефективне число споживачів, що живляться від спільної лінії.

Можливість застосування останньої формули істотно спрощує розрахунки втрат електричної енергії, що належать окремим споживачам, оскільки не вимагає застосування складних матричних формул. У разі n -споживачів їх ефективне число

$n_e = \left(\sum_{i=1}^n P_i \right)^2 / \sum_{i=1}^n P_i^2$. Замість потужностей навантаження з метою

отримання усереднених результатів доцільно використовувати

споживання електроенергії $n_e = \left(\sum_{i=1}^n W_i \right)^2 / \sum_{i=1}^n W_i^2$.

Толасовим А.Г. в [40] з метою вирішення задачі взаємного розрахунку втрат, що виникають при транзиті через мережі, які належать різним суб'єктам господарювання, запропоновано змішану стратегію розподілення втрат. Авторами пропонується виділити складові втрат, що однозначно спричинені навантаженнями першого і

другого суб'єктів, та комбінаційну складову, що утворена двома навантаженнями. Складові втрат, що однозначно належать першому і другому споживачам, пропорційні квадратам їх навантажень. Комбінаційну складову пропонується розподіляти пропорційно навантаженням споживачів.

Авторами Забелло С.П. і Євсєєвим А.Н. [41] з метою заохочення до участі субспоживачів в регулюванні графіків навантажень запропоновано нелінійний розподіл, який оснований на збільшенні ваги втрат зі збільшенням навантаження. Особливістю такого поділу втрат є незмінність частки втрат малих споживачів.

Порівняння результатів вказує на те, що змішане розподілення більш наближене до пропорційного, а розподілення, що характеризується незмінністю частки втрат малих споживачів, – до квадратичного.

З порівняння формул для пропорційного і квадратичного розподілення втрат, випливає, що за пропорційного розподілення споживачі малої потужності знаходяться в менш вигідному становищі, тобто, чим менш потужний споживач, тим більші втрати потужності порівняно із реальними втратами приписуються йому. Якщо вважати, що природним є квадратичне розподілення втрат, то за пропорційного розподілення відбувається субсидування потужних споживачів за рахунок менш потужних. І навпаки, якщо вважати, що правильним є пропорційне розподілення втрат, то у разі застосування квадратичного розподілення відбувається полегшення для менш потужних споживачів, а більш потужним приходиться розраховуватися за більше значення втрат. Такі підходи назвемо відповідно „прямою” та „інверсною” системами субсидування споживачів. Навіть, якщо не вияснити, яке розподілення є більш правильним (природним), можна стверджувати, що в наш час в Україні використовується субсидування потужних споживачів внаслідок застосування пропорційного розподілення втрат електроенергії шляхом включення їх вартості у роздрібний тариф.

Недоліком нелінійних розподілень втрат електроенергії є відносна складність їх реалізації, що потребує застосування обчислювальної техніки і сучасних систем обліку.

В [54, 55] розроблено математичні моделі для розподілення втрат потужності в мережах будь-якої конфігурації з використанням різних розподілень з урахуванням графіків навантажень споживачів. У разі розподілення втрат потужності пропорційно навантаженню споживачів запропоновано формулу

$$\Delta \mathbf{P} = \frac{10^{-3}}{U_n^2} (\mathbf{P}^D \mathbf{R} \mathbf{P} + \mathbf{Q}^D \mathbf{R} \mathbf{Q}), \quad (2.10)$$

де $\Delta \mathbf{P}$ – вектор-стовпець втрат активної потужності, що відносяться на баланс окремих споживачів; $\mathbf{P}^D, \mathbf{Q}^D$ – діагональні матриці активних і реактивних навантажень споживачів; \mathbf{P}, \mathbf{Q} – вектори-стовпці навантажень цих же споживачів; \mathbf{R} – матриця вузлових активних опорів; U_n – номінальна напруга мережі.

Вираз (2.10) можна також подати у такому вигляді:

$$\Delta \mathbf{P} = \frac{10^{-3}}{U_n^2} (\mathbf{P}_R^2 \mathbf{1} + \mathbf{Q}_R^2 \mathbf{1}), \quad (2.11)$$

де $\mathbf{1}$ – одиничний вектор-стовпець; $\mathbf{P}_R^2, \mathbf{Q}_R^2$ – матриці, елементи яких формуються як добуток відповідних елементів матриць активних та реактивних навантажень споживачів і матриці вузлових опорів:

$$\mathbf{P}_R^2 = \begin{bmatrix} p_{11}R_{11} & p_{12}R_{12} & \dots & p_{1n}R_{1n} \\ p_{21}R_{21} & p_{22}R_{22} & \dots & p_{2n}R_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ p_{n1}R_{n1} & p_{n2}R_{n2} & \dots & p_{nn}R_{nn} \end{bmatrix}; \quad (2.12)$$

$$\mathbf{Q}_R^2 = \begin{bmatrix} q_{11}R_{11} & q_{12}R_{12} & \dots & q_{1n}R_{1n} \\ q_{21}R_{21} & q_{22}R_{22} & \dots & q_{2n}R_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ q_{n1}R_{n1} & q_{n2}R_{n2} & \dots & q_{nn}R_{nn} \end{bmatrix}, \quad (2.13)$$

тут $p_{ij} = P_i P_j$, $q_{ij} = Q_i Q_j$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, n}$ – елементи матриць квадратів активних і реактивних навантажень відповідно \mathbf{P}^2 , \mathbf{Q}^2 ; R_{ij} – елементи матриці вузлових опорів.

У разі застосування формул (2.10)–(2.13) втрати потужності в спільних елементах живлення розподіляються пропорційно споживаній потужності з урахуванням електричної відстані (опору) до споживачів.

Якщо електрична віддаленість до кожного із споживачів не враховується, то вираз (2.11) можна подати у такому вигляді:

$$\Delta P = \frac{10^{-3} R_e}{U_H^2} (P^2 \mathbf{1} + Q^2 \mathbf{1}),$$

де R_e – еквівалентний опір електричної мережі.

Для більш точного визначення втрат з урахуванням коваріації графіків навантажень при визначенні коефіцієнтів у формулах (2.12), (2.13) рекомендовано формули

$$p_{ij} = \frac{1}{T} \int_0^T P_i(t) P_j(t) dt; \quad q_{ij} = \frac{1}{T} \int_0^T Q_i(t) Q_j(t) dt, \quad (2.14)$$

Де T – розрахунковий період часу (доба, тиждень, місяць, рік). У цьому випадку реалізується розподілення втрат пропорційно споживанню електричної енергії з урахуванням графіків навантажень.

Вирази (2.14) за математичною суттю є другими статистичними моментами навантажень споживачів. Вони дозволяють записати формулу розподілення втрат електроенергії між споживачами у такому вигляді [55]:

$$\Delta W = \frac{10^{-3}}{U_H^2} \left[\left(\bar{P}_R^2 + \mathbf{K}_{PR}^2 \right) \mathbf{1} + \left(\bar{Q}_R^2 + \mathbf{K}_{QR}^2 \right) \mathbf{1} \right] T, \quad (2.15)$$

Де \bar{P}_R^2, \bar{Q}_R^2 – матриці відповідно P_R^2, Q_R^2 , для формування яких використано середні значення потужностей; $\mathbf{K}_{PR}^2, \mathbf{K}_{QR}^2$ – матриці, елементи яких отримують як добуток елементів коваріаційних матриць активних і реактивних навантажень споживачів і матриць вузлових опорів.

Для знаходження зменшення вартості споживаної енергії завдяки використанню обліку електроенергії за зонними тарифами і перенесенням навантажень з пікової та напівпікової зони доби в зону нічного провалу навантажень для визначення коефіцієнтів коваріації навантажень i -го та j -го споживачів, які слід визначати окремо для активних і реактивних потужностей, можна рекомендувати формули

$$k_{Pij} = \frac{1}{T} \int_0^T c^*(t) P_i(t) P_j(t) dt; \quad k_{Qij} = \frac{1}{T} \int_0^T c^*(t) Q_i(t) Q_j(t) dt.$$

де $c^*(t)$ – поточна відносна ціна втрат електричної енергії ($c^*(t) = c(t)/c_0$).

Перевагою застосування формул (2.11)–(2.13) є те, що у цьому випадку втрати можна розподіляти і за нелінійними залежностями,

обґрунтованими в [40, 41]. В [54] показано, що для реалізації нелінійного розподілення, що ґрунтується на незмінності втрат малих споживачів [41], в мережах будь-якої конфігурації у формулах (2.12) і (2.13) (після ранжування величин в напрямку зростання їх значень) необхідно здійснювати формування елементів за такими правилами:

а) коефіцієнти p_{ij} або q_{ij} , що знаходяться на головній діагоналі і вище неї, приймаються рівними $p_{ij} = P_i^2$, $q_{ij} = Q_i^2$, $j = \overline{i, n}$, $i = \overline{1, n}$;

б) коефіцієнти p_{ij} або q_{ij} , що знаходяться нижче головної діагоналі, приймаються рівними $p_{ij} = (2P_i - P_j)P_j$, $q_{ij} = (2Q_i - Q_j)Q_j$, $j = \overline{1, i-1}$, $i = \overline{2, n}$.

Ранжування величини можна здійснювати також і в напрямку зменшення їх значень.

З використанням формул (2.11) – (2.13) можна реалізувати також нелінійне розподілення втрат, яке обґрунтовано в [40], згідно з яким елементи головної діагоналі ($i=j$) приймаються рівними $p_{ij} = P_i^2$, $q_{ij} = Q_i^2$, а елементи, що знаходяться нижче і вище головної діагоналі визначаються таким чином: $p_{ij} = 2P_i^2 P_j / (P_i + P_j)$, $q_{ij} = 2Q_i^2 Q_j / (Q_i + Q_j)$. У цьому випадку необхідність ранжування величин відпадає.

З використанням формул (2.11) – (2.13) можна реалізувати також квадратичне розподілення втрат [53], згідно з якими елементи головної діагоналі ($i = j$) приймаються рівними $p_{ij} = P_i^2$, $q_{ij} = Q_i^2$, а елементи, що знаходяться нижче і вище головної діагоналі ($i \neq j$) визначаються таким чином: $p_{ij} = 2P_i^3 P_j / (P_i^2 + P_j^2)$, $q_{ij} = 2Q_i^3 Q_j / (Q_i^2 + Q_j^2)$.

У разі реалізації нелінійних розподілень втрат споживачам з більшими потужностями навантаження приписуються більші втрати електричної енергії порівняно з пропорційним розподіленням. Це, в свою чергу, стимулюватиме крупних споживачів до запровадження енергозберігаючих заходів.

Перевагою застосування формул (2.11) – (2.13) є те, що у цьому випадку втрати можна розподіляти і за наявності субспоживачів, яким належатимуть всі додаткові втрати після їх приєднання [56]. Для реалізації такого розподілення в мережах будь-якої конфігурації у формулах (2.12), (2.13) формування елементів рядків і стовпців субспоживача здійснюють за такими правилами:

а) коефіцієнти p_{ij} , q_{ij} , що відповідають рядку субспоживача, приймають рівними $p_{ij} = 2P_i P_j$, $q_{ij} = 2Q_i Q_j$, $j = \overline{1, n}$, $j \neq i$;

б) коефіцієнти q_{ij} , що відповідають стовпцям субспоживача, приймають рівними нулю якщо $i = \overline{1, n}$, $i \neq j$.

До недоліків нелінійних розподілень можна віднести невідповідність принципу суперпозиції, наприклад, при об'єднанні першого та другого споживачів, приписувані їм сумарні втрати за цих розподілень не дорівнюють сумі приписуваних їм втрат до об'єднання.

Водночас, питання правильного розподілення втрат електричної енергії – це питання кон'юнктурного характеру. Для розподілення втрат, що виникають за рахунок передавання активної потужності, більш поширеним є пропорційне розподілення, а для розподілення втрат, що виникають за рахунок передавання реактивної потужності, може використовуватись як пропорційне, так і нелінійне розподілення втрат. В останньому випадку повинна враховуватись і електрична відстань до споживачів. Нелінійне розподілення втрат може використовуватись, наприклад, і у разі якщо електроспоживання енергомістких споживачів здійснюється з перевищенням установлених норм. В цьому випадку більш енергомісткі виробництва, де не дотримані норми електроспоживання, будуть знаходитися в гіршому становищі, що заставлятиме їх використовувати ефективні заходи щодо зменшення електричних навантажень.

Таким чином, розподілення втрат з використанням нелінійних залежностей може бути використано як інструмент регулювання ефективності передавання електроенергії, однак вимагає складних розрахунків з використанням великих масивів вхідних даних, що може бути реалізовано лише за умови автоматичної обробки інформації. Тому важливим моментом технічної реалізації нелінійних розподілень втрат є оснащення розподільних мереж сучасними приладами обліку, які забезпечують можливість накопичення графіків навантажень в оперативній пам'яті та можливість їх автоматичного введення в персональну ЕОМ для подальшої обробки.

2.3. Визначення та розподілення додаткових втрат електричної енергії, зумовлених зниженням якості електричної енергії

Значний інтерес викликає урахування запропонованого підходу під час визначення додаткових втрат електричної енергії, зумовлених

зниженням якості електричної енергії. У теперішній час діє стандарт (ГОСТ 13109-97), який встановлює вимоги до якості електричної енергії в електричних мережах, а також в місцях підключення споживачів до мереж ЕК. Якість електричної енергії визначається значеннями частоти та діючої напруги у споживачів, а також показниками несиметрії та несинусоїдності напруги, струму. Для забезпечення потрібної якості електроенергії встановлені граничні значення допустимих змін показників якості, застосовуються відповідні методи та засоби регулювання.

Відзначимо, що найбільшого ефекту досягають споживачі при оптимальних параметрах, які визначаються відповідними економіко-математичними розрахунками. У той же час практика показує, що при показниках якості, що знаходяться в допустимих межах, має місце висока ефективність роботи електрообладнання споживачів. Якщо показники виходять за межі допустимих, то у споживачів виникає збиток, величина якого залежить від значимості виходу якогось одного або групи показників за допустимі межі та тривалості такого відхилення. Залежно від значимості збитків (внаслідок погіршення якості електричної енергії) вирішують питання про доцільність застосування додаткових пристроїв (устаткувань) для її покращення.

Аналіз втрат потужності в електричних мережах за умов несиметрії та несинусоїдності напруг і струмів висвітлюється в численних публікаціях [57, 58]. В них відмічається, що за умов несиметрії та несинусоїдності напруг і струмів, не зважаючи на різні запропоновані математичні моделі потужностей, питання кількісного аналізу втрат як у випадку лінійних, так і нелінійних навантажень залишається невирішеним. Найбільш істотним на значення втрат є вплив несиметрії напруг або навантажень. Крім того, наявність несиметрії негативно впливає на роботу і техніко-економічні характеристики генераторів і електрообладнання споживачів через появу струмів і напруг – зворотної та нульової послідовності. Тому питання виявлення споживачів, які зумовлюють появу несиметрії напруг і струмів, оцінювання їх впливу на збільшення втрат в електричних мережах, а також впливу на технічні та економічні показники генераторів та електротехнічні установки споживачів, є задачею надзвичайно актуальною.

В [59] пропонується ввести коефіцієнт впливу споживача на спотворення напруги, який визначається відношенням розрахункової допустимої провідності навантаження споживача до фактичної провідності його навантаження. Коефіцієнт впливу споживача на спотворення напруги залежить від допустимого значення напруги спотворення, параметрів навантаження споживача (струму

спотворення, провідності, однаковості їх фазових кутів). За значенням коефіцієнта впливу споживача на спотворення напруги можна адекватно визначити вплив кожного із споживачів на електричну мережу і побудувати систему стимулювання. Якщо коефіцієнт впливу споживача на спотворення напруги більший від одиниці, то споживач вважається винним у спотворенні напруги і на нього накладаються штрафні санкції у вигляді надбавки до тарифу, якщо коефіцієнт впливу споживача на спотворення напруги менший від одиниці, то споживач вважається постраждалим від спотворень напруги, які вносяться іншими споживачами, і він отримує компенсацію у вигляді скидки до тарифу на електричну енергію.

В [60] запропоновано методику визначення винуватців спотворення напруги у вузлі електричної мережі за напрямком потужності зворотної послідовності. Якщо потужність зворотної послідовності, як і потужність прямої послідовності, має напрямок від джерела до споживача, то причина несиметрії в системі, а якщо потужність зворотної послідовності направлена від споживача, то причина несиметрії зумовлена його несиметричним навантаженням.

Для визначення втрат потужності в лініях електропередач використовують розклад повної потужності на ортогональні складові

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + N^2},$$

де N – пульсуюча потужність, яка виникає внаслідок несиметрії або незрівноваженості джерела напруги живлення чи навантаження споживача.

На рис. 2.1а подано графіки залежностей втрат потужності ΔP а також складових втрат потужності ΔP_P , ΔP_Q , ΔP_N (графіки відповідно 1–4), зумовлених відповідно повною, активною, реактивною та пульсуючою потужностями, що побудовані за несиметричної системи напруг як функції коефіцієнта зворотної складової напруги k_{2U} [61].

На рис. 2.1б побудовані графіки залежностей втрат, зумовлених пульсуючою потужністю, за несиметричної системи напруг і різної частки електродвигунного навантаження. Із графіків випливає, що складова втрат ΔP_N різко зростає у разі збільшення частки двигунів в навантаженні (графіки 5, 6, 7).

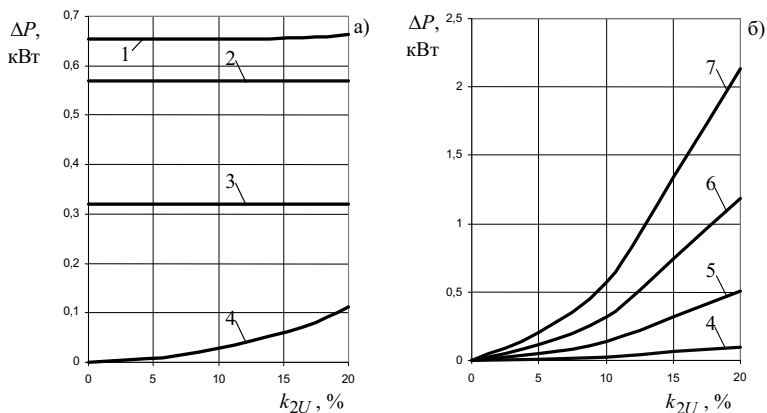


Рис. 2.1. Графіки залежностей втрат потужності в лінії від коефіцієнта зворотної складової напруги

Розрахунки, які виконані за симетричної системи напруг і несиметричного навантаження показують, що всі складові втрат мають аналогічний характер, а складова втрат потужності ΔP_N є порівняно невеликою в діапазоні коефіцієнта зворотної складової струму до 20%.

Розглянемо особливості розподілення втрат, що зумовлені зниженням якості електричної енергії, на прикладі розімкнутої мережі. Споживачі, які спотворюють напругу, моделюються джерелом струму спотворення (за несиметрії – струмами зворотної та нульової послідовностей, за несинусоїдності – струмами вищих гармонік), а також провідностями, що характеризують навантаження цих вузлів. Для моделювання електричної мережі вибрані однакові значення провідностей навантаження [62].

Припустимо, що споживачі, які спотворюють якість електричної енергії (несиметричні або нелінійні), знаходяться у вузлах 2 і 4, причому струм спотворення у вузлі 4 змінюється за амплітудою або за фазою. Струми спотворення $J_2 = 20 \text{ A}$; $J_4 = 25 \cdot k \text{ A}$, $k = 0, \dots, 1$.

На рис. 2.2 наведені графіки втрат у навантаженнях вузлів окремих споживачів у разі зростання діючого значення струму спотворення у вузлі 4 J_4 (рис. 2.2а) та у разі зміни початкової фази струму спотворення у вузлі 4 ψ_4 по відношенню до початкової фази вузла 2 (рис. 2.2б). З аналізу графіків можна відмітити суттєве зміщення за фазою максимумів графіків споживання втрат, зумовлених спотворенням в окремих вузлах, які досягають 50 ел. градусів між максимумами 2 і 4 вузлів.

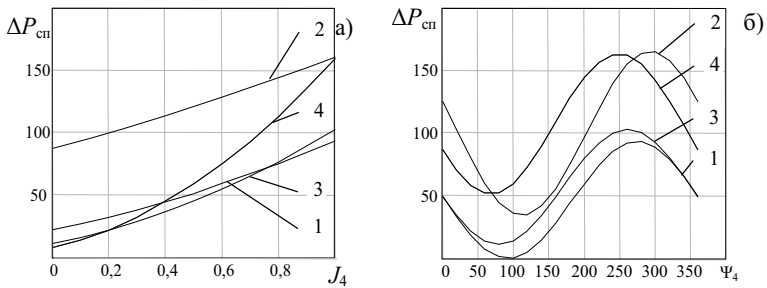


Рис. 2.2. Графіки втрат в навантаженнях споживачів

Розподілення втрат електричної енергії між споживачами, які спотворюють якість електричної енергії, зображені на рис. 2.3.

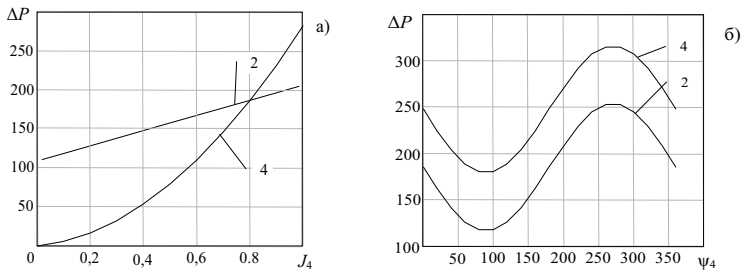


Рис. 2.3. Графіки втрат, що генеруються другим та четвертим споживачами

Кількісні співвідношення розподілення втрат електричної енергії в системах електропостачання між споживачами, що не спотворюють якість електричної енергії, та споживачами – джерелами спотворень за умов несиметрії напруг, свідчать про те, що у вузлах 2 і 4 споживається значно менше потужності спотворення, ніж генерується.

Проаналізуємо вплив провідності навантаження вузла 4. У разі збільшення модуля провідності навантаження вузла 4 Y_4 значення втрат, що споживаються в вузлах 1–3, зменшуються, а у вузлі 4 – зростають (рис. 2.4а). У разі зміни фазового кута провідності вузла 4 φ_4 відносно найменшими втрати у вузлах 1–3 будуть при нульовому значенні фазового кута провідності (рис. 2.4б). Струми спотворення в цьому випадку такі: $J_2 = 20 \text{ A}$; $J_4 = 20 \text{ A}$.

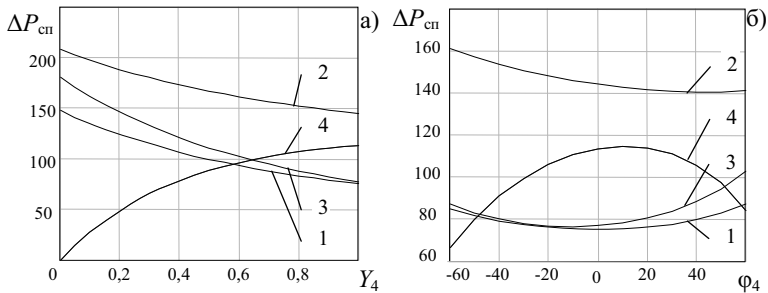


Рис. 2.4. Графіки втрат електричної енергії в навантаженнях споживачів у разі зміни провідності навантаження вузла 4

Таким чином, споживачі, які спотворюють якість електричної енергії, оплачують лише частку втрат спотворення, решту втрат відносять на баланс ЕК або споживачів, які не спотворюють якість електричної енергії.

2.4. Диференціація роздрібних тарифів з метою стимулюючого регулювання зменшення технологічних втрат в електромережах

Система тарифів повинна виконувати ряд функцій, першочерговими з яких є такі [63]:

- відшкодування реальних витрат на вироблення, передачу і розподілення електроенергії, а також отримання справедливого прибутку для енергопостачальної компанії;
- стимулювання споживачів до участі в зниженні дефіциту потужності в енергосистемі;
- стимулювання енергозбереження у споживачів.

Роздрібні тарифи на активну та реактивну електроенергію включають в себе технологічні витрати електроенергії, причому їх відсоток залишається достатньо високим. Так, на листопад 2007 року для ВАТ „АК „Вінницяобленерго” економічні коефіцієнти нормативних технологічних витрат електроенергії в електричних мережах 1 класу напруги складали 4,31 %, а для 2 класу напруги – 15,51 %. Перекладання на споживачів технологічних витрат не стимулює ЕК до їх зниження. Водночас у зниженні технологічних витрат повинні брати участь і споживачі електроенергії. Це можна забезпечити використанням більш ефективної тарифної системи, зокрема вдосконаленням диференційованих за часом тарифів. На

сьогоднішній день диференційовані тарифи не враховують відмінностей у значеннях технологічних витрат ЕК.

Передавання електроенергії характеризується недостатньо вираженою адресністю „виробник” – „споживач”. І якщо „виробник” в переважній більшості на ринку електроенергії узагальнений поняттям „енергетична система” (незалежні постачальники на електроенергетичному ринку України складають незначну частку, що не перевищує 5%), то „споживач” завжди чітко відомий, а, отже, плата повинна диференційовано включати в себе реальні витрати на передавання і технологічні втрати електроенергії кожного конкретного споживача або в крайньому випадку – вузла групи споживачів. Врахування адресності є особливо важливим при визначенні плати за транзит, тобто передавання електроенергії мережами сусідніх ЕК або при видачі електроенергії конкретної електростанції. Особливо актуальним це питання може виявитись при розвитку електростанцій, в яких використано відновлювальні джерела – малі ГЕС, вітрові електростанції, нетрадиційні теплові електростанції.

Отже, плата повинна диференційовано включати в себе реальні витрати на передавання і технологічні втрати електроенергії кожного конкретного споживача або в крайньому випадку – групи споживачів. Адресність повинна також враховуватись при визначенні ефективності заходів зі зменшення втрат електроенергії. Врахування адресності є особливо важливим при визначенні плати за транзит, тобто передавання електроенергії сусіднім ЕК або при видачі електроенергії електростанцій через місцеві мережі. Особливо актуальним це питання може виявитись при розвитку електростанцій, в яких використано відновлювальні джерела – малі ГЕС, вітрові електростанції, нетрадиційні теплові електростанції.

Ставиться задача більш диференційованого врахування віддаленості споживачів під час розрахунку економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат, визначення зонних коефіцієнтів диференційованих тарифів на електроенергію, а також оцінювання ефективності енергозберігаючих заходів споживачів з різною електричною віддаленістю. В якості розрахункового об'єкта будемо використовувати понижувальні підстанції напругою 110/10 кВ або 35/10 кВ, які є центрами живлення крупних промислових підприємств, міських або сільськогосподарських районів. Причому якщо для промислових підприємств витрати повинні включати в себе витрати на експлуатацію високовольтних живлячих мереж напругою 110, 35 кВ, то для міських та сільськогосподарських районів – витрати повинні включати в себе витрати на експлуатацію високовольтних

живлячих мереж напругою 110, 35 кВ, підстанцій напругою 110/10 кВ або 35/10 кВ, а також розподільних мереж напругою 10 кВ, які відходять від цих підстанцій.

Впровадження диференційованих за часом цін на ринку електроенергії є досить складним завданням. Це пов'язано з тим, що більшість споживачів, особливо крупні промислові об'єкти, характеризуються значною інерційністю в прийнятті управлінських рішень щодо зміни режимів виробничих (технологічних) процесів, а також із складнощами безпосередньої їх реалізації. За даними НКРЕ, кількість споживачів, які перейшли на диференційовані в часі ціни з моменту їх впровадження на роздрібному енергоринку України в 1995 р., не досягає навіть 5%, що говорить про недостатню ефективність стимулювання споживачів до переходу на розрахунок за диференційованими в часі цінами.

Існує дві причини, що стримують широке впровадження споживачами диференційованих за часом тарифів на електроенергію:

1) не вигідність для ряду споживачів впровадження диференційованих за часом тарифів та відсутність стимулювання споживачів у разі переходу їх на диференційовані за часом тарифи;

2) необґрунтованість тарифних коефіцієнтів диференційованих за часом тарифів з точки зору відповідності витрат на виробництво та передавання електроенергії.

Зупинимось на першій з них. Пільговий нічний тариф для споживачів j -го класу напруги $T_j^H = T_j k_H$ викличе економію витрат у споживача

$$\Delta Z_j^H = \sum_{t \in t_H} P_j(t) T_j (1 - k_H).$$

Перевитрати в піковому періоді будуть

$$\Delta Z_j^П = \sum_{t \in t_П} P_j(t) T_j (1 - k_П).$$

Якщо економія в нічний період не перекидає перевитрату в піковий період, то споживачам не вигідно застосовувати зонний тариф.

Припустимо, що середня потужність споживача $P_c = 22$ МВт за такого графіка навантаження промислового підприємства (рис. 2.5):

$$P_i = \{9; 33; 22; 31; 15\} \text{ МВт};$$

$$t_i = \{0 \div 7; 7 \div 10; 10 \div 18; 18 \div 21; 21 \div 24\}.$$

Роздрібний тариф на електроенергію складає $T_j = 336$ грн/ МВт·год., при таких коефіцієнтах по зонах доби: $k_H = 0,3$; $k_{\Pi} = 1,8$; $k_{\Pi\Pi} = 1,02$. Тоді $\Pi_H = 100,8$ грн/ МВт·год.; $\Pi_{\Pi} = 604,8$ грн/ МВт·год.; $\Pi_{\Pi\Pi} = 342,7$ грн/ МВт·год.

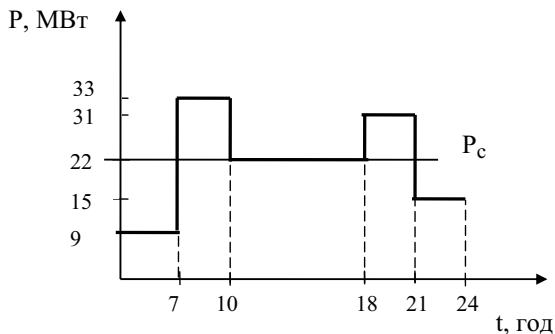


Рис. 2.5. Добовий графік навантаження промислового підприємства

Економія електроенергії визначається за формулою:

$$E = (P_c - P_1) \cdot \Pi_H + (P_c - P_3) \cdot \Pi_{\Pi\Pi} + (P_c - P_5) \cdot \Pi_{\Pi\Pi} =$$

$$= (22 - 9) 100,8 \cdot 7 + (22 - 22) 342,7 \cdot 8 + (22 - 15) 342,7 \cdot 3 = 16369 \text{ грн.}$$

Перевитрати електричної енергії в піковому і напівпіковому періодах можна визначити таким чином:

$$\Pi_B = (P_2 - P_c) \cdot \Pi_{\Pi} + (P_4 - P_c) \cdot \Pi_{\Pi} =$$

$$= (33 - 22) 604,8 \cdot 3 + (31 - 22) 604,8 \cdot 3 = 36288 \text{ грн.}$$

Різниця між економією та перевитратами становить

$$\Delta E = E - \Pi_B = 16369 - 36288 = -19919 \text{ грн.}$$

У цьому випадку перевитрати значно перевищують економію, тому підприємству не вигідно переходити на диференційовані за часом тарифи.

Отже, вирішення першої проблеми має спрямовуватись на створення ефективного індивідуального стимулювання споживачів до переходу на використання диференційованих за часом тарифів. З цією метою пропонуються тарифи, які забезпечують врахування технологічних втрат.

Отже, оскільки ціна орієнтована на врахування технологічних втрат, то представимо її функцією втрат потужності $\Pi(\Delta P)$, де ΔP – технологічні втрати потужності.

Представимо процес передавання електроенергії діаграмою балансу енергії при числі споживачів $n=1$ (рис. 2.6) в режимі середніх (а) і більших від середніх (б) навантажень.

Припустимо, що за середнього навантаження $P_c = 1000$ кВт втрати потужності складають $\Delta P_c = 100$ кВт, а потужність на вході мережі становить $P_{вх.с} = 1100$ кВт. Для режиму більших від середніх навантажень $P = 1200$ кВт втрати потужності зростуть пропорційно квадрату навантаження і складуть $\Delta P = 144$ кВт, тому потужність на вході мережі $P_{вх.} = 1344$ кВт. За встановленої для споживачів роздрібної ціни $\Pi_c = 0,40$ грн/кВт·год., споживачі оплачують за спожиту електроенергію в сумі відповідно 400 грн та 480 грн за одну годину. У такому випадку ЕК буде нести збитки, оскільки відносне споживання електроенергії на вході електромережі зросло на більше значення, ніж зросла оплата за електроенергію споживачами. Це пояснюється тим, що споживачі відносно збільшення втрат не оплачують. Розрахункова ціна оплаченої електроенергії на вході електромережі в режимі середніх і більших від середніх навантажень відповідно становить $400/1100 = 0,3636$ грн/кВт·год. та $480/1344 = 0,3571$ грн/кВт·год. Різниця в розрахункових значеннях ціни на вході електромережі $0,3636 - 0,3571 = 0,0065$ грн/кВт·год. перекладається на плечі ЕК. Отже, у разі збільшення навантаження з 144 кВт технологічних втрат потужності споживачі оплачують лише 120 кВт, а 24 кВт – повинна оплатити ЕК.

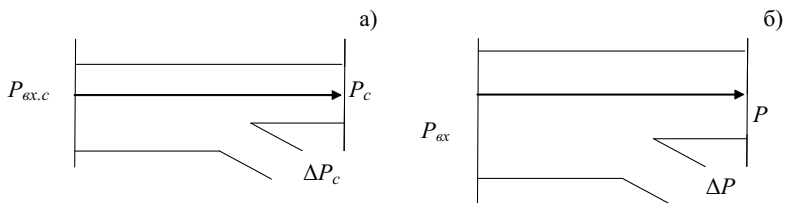


Рис. 2.6. Діаграми балансу енергії в режимі середніх та більших навантажень

Запишемо рівняння, що зв'язує розрахункову ціну на вході та ціну для споживачів на виході електричної мережі ЕК

$$\Pi_{вх} \cdot (P + \Delta P) = \Pi \cdot P,$$

де $\Pi_{вх}$, Π – ціна на електроенергію відповідно на вході та виході електромережі; P – потужність навантаження на виході електромережі; ΔP – втрати потужності в електромережі.

Ціна на виході електромережі визначається за ціною на вході з урахуванням коефіцієнта технологічних втрат

$$\Pi = \frac{\Pi_{ex}(P + \Delta P)}{P} = \frac{\Pi_{ex}}{1 - k_j},$$

де k_j – коефіцієнт технологічних втрат для споживачів, приєднаних до електромережі j -го класу напруги, який визначається з формули

$$k_j = 1 - \frac{P}{P + \Delta P} = \frac{\Delta P}{P + \Delta P}.$$

Встановлення зв'язку між ціною і потужністю навантаження будемо здійснювати виходячи з умови рівності розрахункової ціни на вході електромережі в режимі середнього і поточного навантажень

$$\frac{\Pi_c \cdot P_c}{P_c + \Delta P_c} = \frac{\Pi \cdot P}{P + \Delta P},$$

де Π_c – середня ціна на електроенергію на вході електромережі.

З останнього виразу можна визначити відношення цін за поточного і середнього навантажень

$$\frac{\Pi}{\Pi_c} = \frac{P + \Delta P}{P} \cdot \frac{P_c}{P_c + \Delta P_c},$$

а також відносне відхилення ціни від середньої ціни за рахунок збільшення або зменшення навантаження

$$\frac{\Pi - \Pi_c}{\Pi_c} = k_j \frac{\Delta P \frac{P_c}{P} - \Delta P_c}{P_c + \Delta P_c}.$$

Враховуючи, що технологічні втрати потужності зростають пропорційно квадрату навантаження

$$\Delta P = \frac{P^2}{U_n^2} R,$$

де U_n, R – номінальна напруга і еквівалентний опір мережі, то приходимо до висновку, що для визначення ціни можна використати лінійну залежність ціни від потужності навантаження

$$\frac{\Pi - \Pi_c}{\Pi_c} \approx k_j \frac{P - P_c}{P_c}.$$

Отже, ціну доцільно сформулювати як функцію середнього її значення Π_c та відхилення потужності навантаження P від середнього значення P_c (рис. 2.7).

З рис. 2.7 випливає, що коли фактичне значення потужності дорівнює середньому ($P=P_c$), то фактичні втрати потужності дорівнюють середнім втратам $\Delta P=\Delta P_c$ і оплата за електроенергію здійснюється по Π_c . Якщо $P>P_c$, то ціна зростає за лінійною залежністю і, навпаки, якщо $P<P_c$, то ціна лінійно зменшується. Аналіз показує, що при коефіцієнті технологічних витрат 10% зміна навантаження на 25% викликає зміну ціни, що зумовлена зміною втрат електроенергії, на 2,5%.

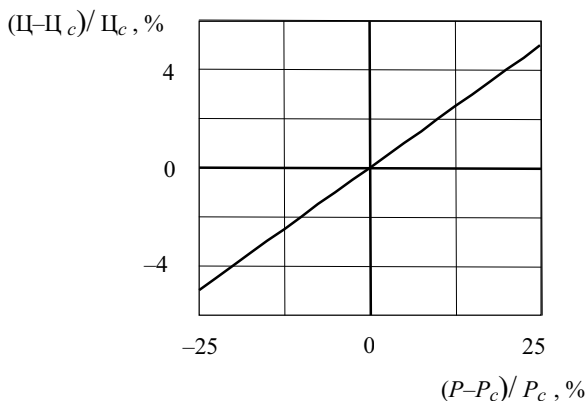


Рис. 2.7. Залежність ціни від потужності навантаження

Комерційний облік споживання ведеться індивідуально для кожного споживача, тому плату у разі відхилення поточного навантаження від середнього доцільно встановлювати індивідуально для кожного споживача пропорційно потужності його навантаження P_i

$$\frac{\Pi_i - \Pi_c}{\Pi_c} \approx k_j \frac{P_i - P_c}{P_c}.$$

Для контролю ЕК може використовувати груповий облік і визначення поточної ціни за його результатами. У такому випадку ціна визначається у розрахунку на потужність одного ефективного споживача

$$\frac{\Pi_e - \Pi_c}{\Pi_c} \approx k_{jn_e} \frac{P - P_c}{P_c},$$

де $n_e = \left(\sum_{i=1}^n P_i \right)^2 / \sum_{i=1}^n P_i^2$ – ефективне число споживачів.

Потужність одного ефективного споживача можна визначити як відношення загальної потужності до ефективного числа споживачів $P_e = P/n_e$.

За диференційованого за зонами доби тарифу на електроенергію запропонований механізм коригування ціни необхідно вводити в години „пік”. Тоді з урахуванням тарифного коефіцієнта k_{Π} відхилення ціни буде

$$\frac{\Pi - \Pi_c}{\Pi_c} \approx k_j k_{\Pi} \frac{P - P_c}{P_c}.$$

Така організація ціни стимулюватиме споживача до зменшення навантаження перш за все в години „пік” та переносу їх на години „нічного провалу”, де знижки найбільші.

Розглянемо систему оплати за реактивну електроенергію [64, 65]. Плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії визначається згідно з методикою [65] за формулою

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

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

Основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається за формулою

$$\Pi_1 = \sum_1^n (W_{Q_{\text{сп}}} + K \cdot W_{Q_{\text{ген}}}) \cdot D \cdot c_0,$$

де n – число точок розрахункового обліку реактивної енергії; $W_{Q_{\text{сп}}}$ – кількість спожитої реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період, квар-год; $W_{Q_{\text{ген}}}$ – кількість генерованої реактивної енергії в мережу ЕК в точці обліку за розрахунковий період, квар-год; $K=3$ – нормативний коефіцієнт урахування збитків енергосистеми від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача; D – економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП), який

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).

За умови зонного обліку реактивної електроенергії плата за генерацію нараховується тільки в зоні нічного провалу добового графіка.

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП визначається з формули

$$П2 = \begin{cases} П1 \cdot C_{баз} \cdot (K_{\phi} - 1), & \text{якщо } \text{tg} \phi > 0,25; \\ 0, & \text{якщо } \text{tg} \phi \leq 0,25, \end{cases}$$

де $K_{\phi} = 1 + (\text{tg} \phi - 0,25)^2$; $C_{баз} = 1,0$ – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП в електричних мережах споживача; $\text{tg} \phi$ – фактичний коефіцієнт реактивної потужності споживача у середньому за розрахунковий період $\left(\text{tg} \phi = \frac{W_{Q_{сп}}}{W} \right)$.

Зниження плати ПЗ за споживання та генерування реактивної електроенергії можливе за умов достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем обумовленого ЕК добового графіка споживання і генерування реактивної електроенергії та наявності його оперативного контролю.

Недоліки методики були детально проаналізовані на засіданні круглого столу в інституті енергозбереження та енергоменеджменту НТУУ „КПІ” з проблемних питань КРП і знайшли відображення в думці його більшості [66]. Одним із найважливіших недоліків є те, що проблеми, які пов’язані з перетіканням реактивної енергії в мережах ек, і заходи щодо їх розв’язання були перекладені в основному на споживачів електроенергії, внаслідок чого погіршилось і без того недостатнє оснащення електричних мереж та вузлів навантаження ек засобами КРП. Причому прийняття заходів щодо підвищення рівня компенсації споживачів ніяк не стимулюється [67, 68].

На наш погляд, істотним недоліком методики є те, що економічний еквівалент реактивної потужності розраховується для максимального режиму, як „найбільш достовірний”, а плата здійснюється за споживаною реактивною енергією. Внаслідок цього споживачі платять приблизно в 1,5 рази більше. Таким чином, використання максимальних навантажень, не може бути прийнятним

для визначення розподілення втрат між споживачами. І це незважаючи на те, що втрати електроенергії, що зумовлені в тому числі і перетіканням реактивної потужності, уже включені у роздрібні тарифи на електроенергію.

Метод стимулюючого регулювання КРП повинен базуватися на існуючій методиці оплати за перетоки реактивної енергії. Система оплати за реактивну електроенергію, з одного боку, повинна враховувати реальні втрати в електричних мережах, а з іншого боку, враховувати динаміку зміни втрат при зміні реактивного навантаження [69]. Існуюча методика оплати [65] основана на економічному еквіваленті реактивної потужності (ЕЕРП), який визначається за формулою

$$D = \frac{\partial \Delta P_n}{\partial Q_n} = \frac{2Q_n R}{U^2},$$

де ΔP_n – втрати активної потужності, що зумовлені перетіканням реактивних навантажень усіх споживачів підсистеми; Q_n – реактивне навантаження підсистеми; U , R – напруга та опір електричної мережі споживача.

ЕЕРП враховує динаміку змін втрат, однак завищує вартість втрат вдвічі. З метою досягнення відповідності оплати і вартості втрат в [70] запропоновано застосовувати середнє значення питомих втрат

$$D_0 = \frac{\Delta P_n}{Q_n} = \frac{Q_n R}{U^2}.$$

Однак у цьому випадку не враховується динаміка зменшення втрат.

На наш погляд діюча методика оплати за реактивну енергію має цілий ряд недоліків, серед яких введення додаткової плати у вигляді надбавки за недостатнє оснащення підприємств засобами компенсації, а також надмірна диференціація оплати шляхом визначення електричної віддаленості кожного конкретного споживача.

Зупинимось спочатку на доцільності введення надбавки. Тут, на наш погляд існує ряд недоліків. По-перше, скидка у вигляді ПЗ практично не використовується на практиці. По-друге, об'єднання у величині П1 плати за споживану і генеровану потужності, а також нарахування надбавки П2 на базі П1 є принципово неправильним, адже підвищене споживання реактивної потужності приводить головним чином до збільшення втрат потужності та електричної енергії в мережах ЕК і в кінцевому рахунку до збільшення ЕЕРП усіх споживачів. Водночас генерування реактивної потужності споживачами в нічний час призводить до збитків, які несе ЕК.

Отже, виникає необхідність розділення плати за споживання і генерацію реактивної потужності

$$\Pi_{\text{сп}} = \sum_1^n W_{Q_{\text{сп}}} Dc_0; \quad \Pi_{\text{ген}} = \sum_1^n W_{Q_{\text{ген}}} m_0,$$

Де $\Pi_{\text{сп}}$, $\Pi_{\text{ген}}$ – плата відповідно за споживання і генерування реактивної потужності; m_0 – ціна однієї квар·год. генерованої реактивної електроенергії.

Принциповим є те, що основна плата $\Pi_{\text{сп}}$ компенсує втрати електричної енергії в мережах енергопостачальної компанії, а $\Pi_{\text{ген}}$ – збитки, що виникають внаслідок неоптимальності режимів роботи мережі.

У цьому випадку надбавка за недостатнє оснащення споживачів пристроями КРП та засобами їх регулювання може бути визначена за формулою

$$\Pi_{2\text{сп}} = \Pi_{1\text{сп}} C_{\text{баз}} (K_{\varphi} - 1);$$

І більш диференційовано можна врахувати стимулюючий ефект і вплив коефіцієнта реактивної потужності споживаної реактивної потужності.

Важливим також є те, що повинні бути ефективно використані скидки п3 для стимулювання споживачів, які беруть участь в регулюванні графіків навантажень.

Перейдемо до розгляду питання доцільності врахування в платі за перетоки реактивної енергії електричної відстані до кожного конкретного споживача, тобто, чи доцільно враховувати такий індивідуальний показник як електрична віддаленість. В [71–76] показано, що, якщо дохід центра залежить від агрегованих показників діяльності агентів, то стимулювання агентів доцільно ґрунтувати на цих агрегованих показниках. Навіть якщо індивідуальні дії агентів спостерігаються центром, то використане індивідуальне стимулювання не приведе до збільшення ефективності управління, а лише збільшить інформаційне навантаження на центр. Отже, в цьому випадку необхідно порівняти витрати на створення центрів з розрахунку економічних еквівалентів реактивної потужності з доходами, які будуть отримані за рахунок використання не агрегованих, а індивідуальних показників електричної віддаленості підприємств. Але головним тут є те, що порушується рівність споживачів.

Пропонується замінити індивідуальні показники електричної віддаленості на групові показники віддаленості за класами напруги

мережі. Їх можна визначити на основі інтегральних показників електроспоживання, а також технологічних втрат на кожному класі напруги.

Для врахування динаміки змін втрат і одночасного зменшення вартості втрат до їх реальних значень в працях [77, 78] обґрунтовано систему оплати, яка оснований на використанні оптимального ступеня КРП.

Поняття оптимального ступеня КРП в мережах підсистеми введено Рогальським Б.С. в працях [37, 79], знаходження якого здійснюється шляхом розв'язання економічної задачі КРП, яка полягає в мінімізації цільової функції

$$Z = K + B = \alpha Q_n Z_k + (1 - \alpha)^2 c_0 \Delta P_\Sigma T,$$

де K – капіталовкладення в КУ; B – вартість втрат, приведених до розрахункового періоду T ; α – ступінь компенсації реактивної потужності, що визначається як відношення потужності КУ до потужності реактивного навантаження підсистеми ($\alpha = Q_k / Q_n$); c_0 – вартість електроенергії; ΔP_Σ – втрати активної потужності, що зумовлені перетіканням реактивних навантажень усіх споживачів підсистеми в мережах ЕК та мережах споживачів.

Перша складова витрат характеризує капіталовкладення в КУ. Із збільшенням ступеня компенсації вона зростає. Друга складова характеризує вартість втрат в мережах підсистеми. Із збільшенням ступеня компенсації втрати знижуються за квадратичною залежністю від навантаження.

Знайшовши похідну Z по α та прирівнявши її до нуля, отримаємо оптимальний ступінь компенсації реактивної потужності

$$\alpha_0 = 1 - \frac{Q_n Z_k}{2 c_0 \Delta P_\Sigma T}. \quad (2.16)$$

Таким чином, оптимальний ступінь компенсації зростає при збільшенні втрат в електричних мережах як ЕК, так і промислових підприємств. Водночас витрати по КРП несуть промислові підприємства, а зменшення втрат відбувається в мережах ЕК, які не беруть участі в КРП.

При розв'язанні економічної задачі приймається оптимальне за критерієм мінімуму втрат електричної енергії розміщення КУ між окремими споживачами. Якщо оптимум досягнути неможливо, то в останній доданок вводиться коефіцієнт, що характеризує відхилення від оптимального розміщення КУ.

В [77, 78] пропонується покласти оптимальний ступінь КРП в основу системи оплати за реактивну електроенергію. Плата за реактивну електроенергію повинна дорівнювати $c_0 D_0 Q_n T$ при $\alpha = 0$ і лінійно спадати до нуля при $\alpha = \alpha_0$. У цьому випадку максимально повно враховується динаміка змін втрат, а вартість втрат не буде завищеною.

Наведемо приклад визначення вартості реактивної електроенергії з використанням оптимального ступеня компенсації, якщо втрати активної потужності $\Delta P = 200$ кВт при вартості електроенергії $c_0 = 0,25$ грн/кВт·год. за розрахунковий період $T = 5000$ год. ($\alpha_0 = 0,6$). На рис. 2.8 представлені: кривою суцільною лінією – фактична вартість втрат, прямою штриховою лінією – вартість втрат згідно з вдосконаленою авторами [70] методикою визначення ЕЕРП, прямою суцільною лінією – вартість втрат на основі оптимального ступеня компенсації [77, 78].

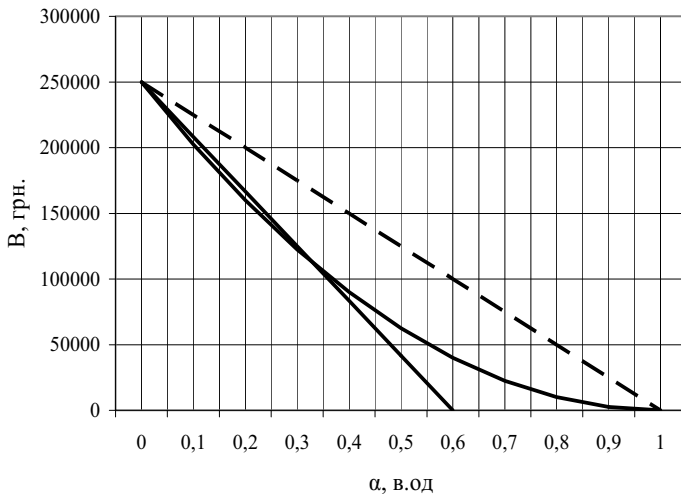


Рис. 2.8. Залежність вартості втрат активної електроенергії та плати за реактивну електроенергію від ступеня компенсації

З рис. 2.8 видно, що найбільш наближеним до дійсної вартості втрат споживача є плата за реактивну електроенергію на основі оптимального ступеня компенсації.

Аналітична залежність, за допомогою якої описується значення плати за спожиту реактивну електроенергію на основі оптимального ступеня компенсації, має вигляд

$$\Pi = \left(1 - \frac{\alpha}{\alpha_0}\right) c_0 D_0 Q_n T.$$

Враховуючи, що

$$1 - \frac{\alpha}{\alpha_0} = \frac{Q - Q_e}{Q_n - Q_e} = \frac{\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_e}{\operatorname{tg} \varphi_n - \operatorname{tg} \varphi_e},$$

де Q – фактичне значення реактивного навантаження споживача; Q_e – економічне значення реактивного навантаження підсистеми, що відповідає оптимальному ступеню компенсації; $\operatorname{tg} \varphi$ – фактичний коефіцієнт реактивної потужності споживача; $\operatorname{tg} \varphi_e$ – економічне значення коефіцієнта реактивної потужності, що відповідає оптимальному ступеню компенсації для даної підсистеми; $\operatorname{tg} \varphi_n$ – коефіцієнт реактивної потужності навантаження підсистеми, значення плати можна визначати за формулою

$$\Pi = C_{\delta} (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_e) c_0 D_0 Q_n T,$$

де C_{δ} – коефіцієнт, що враховує недостатній рівень компенсації реактивної потужності підприємств, $C_{\delta} = (\operatorname{tg} \varphi_n - \operatorname{tg} \varphi_e)^{-1}$.

Таким чином, запропоновано систему оплати за реактивну електроенергію на основі оптимального ступеня компенсації, за якої досягається більш повна відповідність оплати та втрат електричної енергії і одночасно врахування динаміки їх змін при зміні реактивного навантаження.

Висновки до розділу 2

1. Запропоновано метод визначення економічної ефективності заходів зі зменшення втрат електроенергії, який ґрунтується на розподіленні технологічних втрат між окремими споживачами, що дозволяє здійснювати більш ефективне стимулювання споживачів, які впроваджують заходи зі зменшення технологічних втрат електроенергії. Рішення про вибір енергозберігаючого заходу приймається на основі аналізу чутливості зменшення витрат споживачів або на основі критеріальної функції ефективності витрат. В економіко-математичних моделях передбачено використання як лінійних, так і нелінійних розподілень технологічних втрат між споживачами. Доведено, що у разі застосування нелінійних розподілень втрат отримані рішення будуть незміщеними відносно оптимальних рішень за лінійного розподілення втрат.

2. Запропоновано математичні моделі розподілення втрат електроенергії між споживачами з урахуванням графіків їх навантажень, які рекомендуються для стимулювання споживачів до ощадного використання електроенергії і можуть бути використані під час експлуатації промислових розподільних мереж при нормуванні і контролі електроспоживання. Розроблено математичні моделі нелінійного розподілення втрат електричної енергії між споживачами, які можуть бути використані з метою стимулювання споживачів до зменшення втрат, а також при здійсненні розрахунків за електроенергію із субабонентами. Вибір того чи іншого способу розподілення втрат визначається конкретною економічною ситуацією і задачами, які вирішуються. рекомендується розподілення втрат між споживачами здійснювати пропорційно квадрату потужностей їх навантажень. проаналізовано співвідношення розподілення втрат електричної енергії в системах електропостачання між споживачами, які не спотворюють якість електричної енергії, та споживачами – джерелами спотворень. Показано, що споживачі, які спотворюють якість електричної енергії, оплачують лише частку втрат спотворення, решту втрат відносять на баланс ЕК або споживачів, які не спотворюють якість електроенергії.

3. Обґрунтовано систему стимулюючого регулювання споживання електроенергії, яка реалізується за допомогою диференційованих тарифів, що враховують збільшення втрат в електромережах у разі збільшення навантаження споживачів за середнє значення активної потужності.

4. Запропоновано систему стимулюючого регулювання компенсації реактивної потужності та обґрунтовано методику оплати за споживання реактивної електроенергії, яка основана на оптимальному ступені компенсації.

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЕННЯ ЕКОНОМІКО-ОРГАНІЗАЦІЙНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗМЕНШЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

3.1. Концептуалізація економіко-організаційного механізму зменшення технологічних втрат в електричних мережах

Україна задовольняє свої паливно-енергетичні потреби за рахунок власних ресурсів менш ніж на 50%. Водночас, енергоємність валового внутрішнього продукту в нашій державі на сьогодні більш ніж вдвічі вища за енергоємність в промислово-розвинених країнах і продовжує зростати. Тому в наших умовах підвищення ролі енергозбереження, для якого характерна висока економічна ефективність, стає стратегічною лінією розвитку економіки та соціальної сфери на найближчу та подальшу перспективу [80].

В останнє десятиліття проблема забезпечення енергоресурсами істотно ускладнилась. Це пояснюється обмеженістю мінерально-сировинної бази, зношеністю електрообладнання електричних станцій, нерозвиненістю та незадовільним технічним станом електричних мереж [81]. Погіршений стан розподільних мереж призводить до аварійних ситуацій в регіонах країни. Брак фінансових ресурсів унеможливує відновлення, модернізацію та реконструкцію діючих електричних мереж всіх класів напруги, а також будівництво нових ліній електропередачі.

Проблеми підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів на сучасному етапі стали предметом багатьох досліджень. В цьому процесі важливе місце займає комплексний економічний аналіз, який дозволяє на основі порівняння витрат і результатів здійснити вибір найкращого рішення [82]. В наш час, не дивлячись на нагальну необхідність, що визначається умовами, які склалися в забезпеченні енергоресурсами промислових підприємств, під час оцінювання економічної ефективності енергозберігаючих заходів зміни технологічних витрат електричної енергії або не враховуються взагалі, або визначаються для системи електропостачання в цілому без визначення частки технологічних витрат, що належать окремим споживачам. Це не дозволяє дати адекватну оцінку заходам, що плануються до впровадження.

Становлення нових відносин між суб'єктами ринку електричної енергії в Україні вимагають вдосконалення існуючих та розробки нових економічних механізмів керування процесом споживання електричної енергії. Вигода від енергозбереження підтверджується

світовим досвідом. Доведено, що тільки за рахунок впровадження організаційних і швидкоокупних маловитратних заходів з енергозбереження досягається річна економія енергетичних ресурсів 10–15 % [83]. Бажаним є врахування досвіду європейських країн. Енергозбереження в промисловості європейських країн розвивалось двома основними способами – шляхом реконструкції основних фондів на основі енергозберігаючої техніки і зниження непродуктивних втрат і витрат електроенергії.

Необхідно відмітити, що на сьогоднішній день втрати електроенергії перетворилися зі звичайного звітного показника, значення якого нормувалося і обґрунтовувалося з певною точністю, в один з визначальних факторів економіки, який характеризує не тільки технічну сторону транспортування електроенергії, а й якість організації процесу електропостачання споживачів і контролю за ним. В невідгідному становищі опинилися розподільні електричні мережі, в яких не впроваджувалися і практично відсутні засоби телеконтролю і недостатня кількість вимірювальних приладів.

Понаднормативні втрати електроенергії в електричних мережах – прямі фінансові збитки ЕК, підприємств. Економію від зниження втрат можна було б спрямувати на технічне переоснащення мереж, збільшення зарплати персоналу, вдосконалення організації передавання і розподілу електроенергії, підвищення надійності і якості електропостачання споживачів, зменшення тарифів на електроенергію.

Задача зменшення втрат електричної енергії поділяється на такі підзадачі (рис. 3.1): визначення найбільш впливових споживачів, які реально можуть забезпечити зменшення втрат; нормування втрат для кожного споживача; стимулювання енергозбереження споживачами; облік, нормування і контроль втрат кожного споживача.

Зупинимось детальніше на кожному пункті.

Під визначенням найбільш впливових споживачів будемо розуміти сукупність заходів щодо аналізу виробничого процесу в плані виявлення ділянок електроспоживання, які автономно продукують свою частку втрат електроенергії і здатні самостійно на них впливати. Тобто, першим кроком є виявлення потенційних агентів впливу, на яких має бути направлена система стимулювання енергозбереження.

Після того як були виявлені конкретні підрозділи, які вносять свою конкретну частку втрат електроенергії, постає наступна задача розробки системи стимулювання виконавців, яка була б найбільш ефективною для цілей мінімізації втрат, тобто неефективні змінні втрати прямують до нуля.

Розробка стратегії вибору системи стимулювання енергозбереження, яка була б оптимальною для промислового підприємства з урахуванням особливостей його виробничого процесу і системи електропостачання, є найбільш складною задачею у вирішенні проблеми енергозбереження. Задачі стимулювання впровадження нових засобів підвищення ефективності енерговикористання відносяться до задач управління проектами, яким характерні взаємозалежність дій і результатів діяльності різних посадових осіб і колективів, інтереси яких істотно відрізняються.

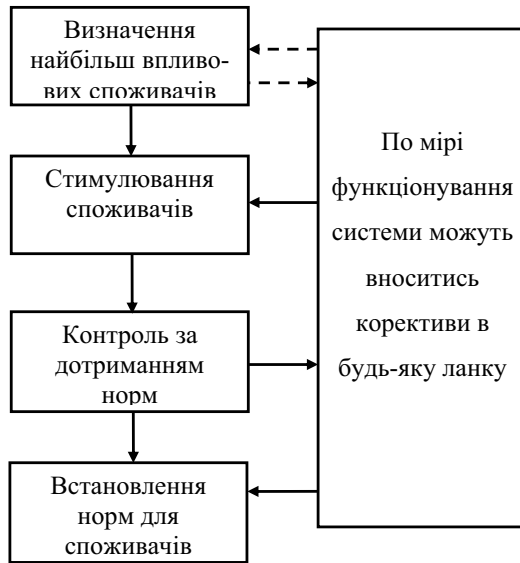


Рис. 3.1. Організація підвищення ефективності зменшення втрат електроенергії

Наступним кроком є розробка системи обліку і контролю рівня втрат. Система контролю повинна базуватися на розрахунку і обґрунтуванні норм втрат. Втрати доцільно поділити на умовно постійні та умовно змінні. Умовно змінні втрати умовно можна поділити на дві складові: змінні корисні (технологічні) і неефективні змінні втрати. При визначенні норм втрат можуть виникати такі труднощі:

- визначення величини втрат (сумарних);
- визначення величини постійних втрат;

– визначення величини змінних втрат і виділення з них змінних корисних втрат і змінних неефективних втрат.

Після встановлення норм споживання, з'являється можливість вирішення задачі організації достовірного визначення реальних втрат для порівняння з встановленими нормативами.

Як показали дослідження ряду ЕК, заходи зі зниження втрат електроенергії можна розбити на шість груп [84–86]:

1. Заходи з оптимізації режимів електричних мереж і вдосконалення їх експлуатації;
2. Заходи з будівництва, реконструкції, технічного переозброєння і розвитку електричних мереж, введення в роботу енергозберігаючого обладнання;
3. Заходи з вдосконалення розрахункового і технічного обліку, метрологічного забезпечення вимірювань електроенергії;
4. Заходи з уточнення розрахунків нормативів втрат, балансів електроенергії по фідерах, центрах живлення і електричній мережі в цілому;
5. Заходи з виявлення, запобігання і зниження крадіжок електроенергії;
6. Заходи з вдосконалення організації робіт, стимулювання зниження втрат, підвищення кваліфікації персоналу, контролю ефективності його діяльності.

Основним і найбільш перспективним вирішенням проблеми зниження комерційних втрат електроенергії є розробка, створення і широке застосування автоматизованих систем контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ). На сьогоднішній день до першочергових задач цього розвитку відносяться:

- здійснення комерційного обліку електроенергії (потужності) на основі атестованих методик виконання вимірювань;
- заміна індукційних лічильників для комерційного обліку на електронні лічильники;
- створення нормативної і технічної бази для періодичної перевірки вимірювальних трансформаторів струму і напруги в робочих умовах експлуатації з метою оцінки їх фактичної похибки;
- створення пільгової системи оплати податків для підприємств, які випускають АСКОЕ і енергозберігаюче обладнання;
- створення законодавчої і технічної бази для впровадження приладів обліку електроенергії з передоплатою.

В умовах відсутності коштів на розвиток, реконструкцію і технічне переозброєння електричних мереж стає більш очевидним, що

кожна вкладена гривня у вдосконалення системи обліку окупиться значно швидше, ніж витрати на підвищення пропускну́ї спроможності мереж та зменшення технічних втрат. Вдосконалення обліку електроенергії ще донедавна дозволяло отримати прямий і достатньо швидкий ефект. Однак такі заходи практично вичерпали резерви економії. На черзі – енергоємні технічні заходи, які вимагають великих інвестицій, а значить і детального техніко-економічного обґрунтування.

Розглядаючи технологічні втрати, можна відмітити, що втрати електроенергії в мережах можна знизити за рахунок підвищення точності обліку потоків енергії, використання організаційних заходів з оптимізації режимів і ремонтів мережі, а також впровадження технічних заходів, які потребують значних капітальних вкладень. З організаційних заходів зниження втрат в електричних мережах [84] найбільш ефективними є підвищення робочого рівня напруги; розімкнення розподільчих замкнутих мереж в оптимальних точках секціонування; регулювання потоків потужності в неоднорідних замкнутих електричних мережах; відключення частини трансформаторів в режимі мінімальних навантажень; вирівнювання навантаження окремих фаз (в мережах 0,38 кВ); підвищення рівня експлуатації мережі: побудова раціональних графіків ремонтів мережі і прискорення їх виконання; проведення ремонтів без відключень елементів мережі. Однак ефективність таких заходів на даний час недостатня.

3.2. Стимулювання інвестиційних проектів зі зменшення втрат

Для реалізації інвестиційних проектів зі зменшення втрат в електричних мережах необхідно вирішити три завдання: по-перше, вибрати джерела фінансування; по-друге, визначити критерії оцінювання заходів з енергозбереження; по-третє, оцінити ефективність заходів з енергозбереження для кожного конкретного споживача. Розглянемо відомі способи залучення грошей для реалізації енергозберігаючих проектів. Найбільш простим способом отримання грошей під свої конкретні проекти для більшості підприємств є кредит. Позитивними моментами отримання кредиту є відносна простота оформлення, швидке отримання грошей, відсутність впливу на розподіл власності між власниками підприємства. До негативних моментів можна віднести необхідність повернення грошей і відсотків. У зв'язку з цим на підприємство лягає тягар відповідальності, враховуючи і той факт, що максимальний

термін кредиту, який можна отримати в комерційному банку, складає один рік.

Прямі інвестиції – це спосіб залучення грошей на підприємство шляхом додаткової емісії акцій чи передачі пакета вже випущених акцій інвесторам. Найчастіше інвесторами виступають інвестиційні компанії чи спеціалізовані інвестиційні фонди, які акумулюють кошти інституційних і приватних інвесторів з метою їх примноження шляхом вкладення у вигідні активи. Позитивною рисою прямих інвестицій може бути наявність професійного інвестора, який буде зацікавлений в проекті і може допомогти не тільки фінансово, але й професійним менеджментом. Крім того підприємству не потрібно повертати відсоток, як у випадку кредитів.

Прямий інтерес інвестора полягає в отриманні своєї вигоди через деякий час, коли інвестиційний проект реалізується і вартість акцій підприємства збільшиться в декілька разів. Тоді він може продати акції, що йому належать, щоб повернути свої вкладені гроші і отримати прибуток.

Портфельні інвестиції – це пропозиція різним інвесторам цінних паперів підприємства-емітента. Залучення грошей в цьому випадку відбувається шляхом випуску на суму необхідних інвестицій додаткових емісій цінних паперів (акцій або облігацій) цього підприємства. В цьому випадку інвесторів може бути багато, від кожного з них вимагається менша сума, ніж у випадку прямих інвестицій. При емісії акцій гроші повертати інвесторам не обов'язково, а при емісії облігацій – обов'язково.

Випуск і розміщення цінних паперів спеціально регулюється, тому підприємству потрібно платити посередникам (інвестиційним компаніям і консультантам) за залучення капіталу і за допомогу в оформленні випуску акцій. Ця сума складає, як правило, 3–10 % від залученого капіталу [87].

Під поняттям тарифного кредиту розуміється введення знижених тарифів на електроенергію для споживачів, збитки від яких покриваються за рахунок розвитку виробництва і впровадження енергозберігаючих проектів [88]. Обсяг тарифної інвестиції ЕК у підприємство-споживач, яка надається протягом часу t , і обсяг повернення тарифного кредиту (фактично додатковий доход ЕК від розширення електропостачання) за час h , дисконтовані у чисту теперішню вартість, відповідно дорівнюють

$$I = \frac{\Delta c_0 W_0 t}{(1+d)^t}; \quad D = \frac{c_0 \Delta W_0 h}{(1+d)^{t+h}},$$

де Δc_0 – розмір тарифної знижки; ΔW_0 – збільшення електроспоживання; d – відсоткова ставка, %; $W_0 = \omega \cdot V_0$ – спожита електроенергія, V_0 – обсяг виробництва; ω – електроємність одиниці продукції.

Річний додатковий дохід $c_0 \cdot \Delta W_0$ ЕК почне отримувати через час t (років). Умова окупності тарифної інвестиції

$$\frac{\Delta c_0 W_0 t}{(1+d)^t} = \frac{c_0 \Delta W_0 h}{(1+d)^{t+h}}.$$

Сьогодні у світовій практиці інвестицій в сфері енергозбереження найбільше поширення отримав пакет сервісних послуг, який називається „фінансування третьою стороною” [89]. Основний розрахунок при цьому базується на тому, що повернення позичених коштів буде відбуватись за рахунок зниження витрат на енергію, тобто за рахунок досягнутого енергозбереження. Структура, яка бере на себе фінансове забезпечення проєктів, називається енергозберігаючою компанією (ЕСКО). Вона проводить інвестицію під ключ, повністю організовує всю схему руху грошових коштів. Основним документом у відносинах між ЕСКО і клієнтом є контракт на енергозбереження, згідно з яким ЕСКО несе відповідальність за досягнення запланованого результату, організовує фінансування і несе відповідальність за реалізацію проєкту; при розробці проєкту промислове підприємство не несе ніяких витрат.

Досвід роботи УКРЕСКО показав, що вартість реалізації енергозберігаючих проєктів в Україні, як правило, знаходиться в межах від декількох сотень тисяч до півтора мільйонів євро (плата за кредит – 11–12 %). Кредитні кошти повертаються підприємствами за 4–5 років, а термін окупності проєктів складає від 3 до 7 років. Користуючись наданою їй можливістю залучення достатньо вигідних кредитів Євробанку (через кредитні угоди між урядом України і Євробанком, а також підтримкою Євросоюзу), компанія за час своєї роботи освоїла всі головні елементи ЕСКО-бізнесу і забезпечила вкладення мільйонів євро в енергозберігаючі проєкти.

За результатами сформованих замовником побажань ЕСКО проводить на підприємстві енергоаудит, результатом якого являється визначення так званого базового (реально існуючого) рівня споживання енергії. Технічні спеціалісти компанії розробляють ряд пропозицій з енергозбереження і представляють їх керівництву підприємства. В результаті аналізу і переговорів для реалізації вибирається один з варіантів пропозицій. При цьому узгоджуються фінансові і технічні умови, а також гарантії для обох сторін, які викладені в контракті на енергозбереження. Потім ЕСКО готує

технічний проект і проводить торги (тендер) на постачання і монтаж енергозберігаючого обладнання, в якому беруть участь як українські, так і іноземні підприємства. Під її контролем проводиться монтаж і пусконаладжувальні роботи та інші необхідні дії і роботи для повномасштабного впровадження проекту. Завершення його відбувається в формі здавання обладнання в експлуатацію в підрозділах клієнта, після чого ЕСКО слідує за роботою обладнання і за досягнутим енергозбереженням протягом всього часу повернення кредиту підприємством.

Відповідальним етапом розробки техніко-економічного обґрунтування є оцінка ефективності інвестиційних проектів. Більшість промислових підприємств сьогодні знаходиться на грані виживання, їм не вистачає власних коштів на фінансування енергозберігаючих заходів. Тому, від того, наскільки об'єктивно проведена ця оцінка залежить доля майбутнього проекту: від термінів повернення вкладеного капіталу до додаткового доходу промислового підприємства в майбутньому періоді. Оцінка ефективності інвестиційних проектів повинна здійснюватись на основі зіставлення обсягу інвестиційних витрат, з однієї сторони, і сум та термінів повернення капіталовкладень, з іншої.

В процесі оцінки ефективності довгострокових інвестицій суми інвестиційних витрат і чистого грошового потоку повинні бути приведені до реальної вартості. Оскільки процес інвестування в більшості випадків здійснюється не одномоментно, а проходить ряд етапів, то, за винятком першого етапу, всі наступні суми інвестиційних витрат повинні приводитись до реальної вартості (з диференціацією кожного наступного етапу інвестування).

Припустимо, що інвестиції проводяться на початку розрахункового періоду T , а цільова функція на горизонті планування $z \cdot \Delta t$ подана у вигляді

$$F = m^z (K[z] - \Delta K \cdot Q_K) + \sum_{n=1}^z m^n \cdot \Delta I[n] \rightarrow \max,$$

де $(K[z] - \Delta K \cdot Q_K)$ – капітал підприємства на горизонті планування за вирахуванням додаткового капіталу $\Delta K \cdot Q_K$, який має бути відшкодований; m – коефіцієнт, що визначається дисконтною ставкою.

Коефіцієнт дисконтування без врахування ризику визначається за формулою

$$m = \frac{1}{1+d} = \frac{1+i/100}{1+j/100},$$

де d – ставка дисконту без врахування ризику; j – ставка рефінансування, що встановлюється Національним банком, %; i – темп інфляції на поточний рік.

Динаміку капіталу (за незмінної величини ризику протягом інтервалу часу $z\Delta t$), можна представити у вигляді рекурентного рівняння

$$K[n] = (1+p) \cdot K[n-1] - r \cdot \Delta K \cdot Q_K + (1-\alpha)\Delta\Pi[n], \quad n=1, \dots, z,$$

де p – питомий прибуток капіталу; r – ставка відсотку за кредит; α – частка доходу, що залишається на підприємстві.

З вище наведених виразів можна сформуувати достатню умову доцільності інвестицій

$$z[\Delta\Pi(1-\alpha) - r \cdot \Delta K \cdot Q_K] > (1+p)^z \Delta K \cdot Q_K.$$

Умова доцільності короткострокових інвестицій, наприклад з метою регулювання графіків навантажень, набуде вигляду

$$(\Delta\Pi - r\Delta K \cdot Q_K) > \Delta K \cdot Q_K / T_{nl}.$$

Задачі стимулювання впровадження нових засобів підвищення ефективності енерговикористання відносяться до задач, яким характерні взаємозалежність дій і результатів діяльності різних посадових осіб і колективів, інтереси яких істотно відрізняються. В основу теоретичних викладок буде покладено теорію активних систем [71–76].

Цільові функції центра і агентів багатоелементної активної системи з сильно зв'язаними агентами відповідно будуть

$$\Phi(v, y) = H(z) - \sum_{i=1}^n v_i(y);$$

$$f_i(v_i, y) = v_i(y) - c_i(y),$$

де $H(z)$ – доход центра, який залежить від агрегованих показників діяльності всіх агентів; $v_i(y), c_i(y)$ – відповідно витрати на стимулювання та затрати окремих агентів, які залежать від дії всіх агентів.

Задача синтезу оптимальної функції стимулювання полягає в пошуку системи стимулювання v^* , що має максимальну гарантовану ефективність

$$v^* = \arg \max_v K(v);$$

де $K(v) = \min_y \Phi(v, y)$ – гарантована ефективність.

Однією з ключових проблем стимулювання є співвідношення індивідуальної та колективної раціональності. В [76] пропонується метод, що полягає в виборі системи стимулювання, яка реалізує оптимальний з точки зору центра вектор дій агентів як вектор їх рівноваги в домінуючих стратегіях, що дозволяє отримати аналітичний розв’язок задачі стимулювання.

Оскільки вибір системи стимулювання, за якої забезпечується оптимальне значення цільової функції кожного із споживачів, складно реалізувати на практиці, то частіше використовують концепцію рівноваги Неша, за якої відхилення від рівноваги будь-якого споживача не вигідне в першу чергу йому самому. В загальному випадку множина точок рівноваги Неша може містити декілька точок. Тому стратегією центра є вибір системи стимулювання v , яка забезпечує їй максимальний гарантований результат

$$K(v) = \min_{y \in E_N} \Phi(y) \rightarrow \max_v$$

де E_N – множина дій споживачів, що забезпечує рівновагу за Нешем.

Використавши „внутрішнє” та „зовнішнє” стимулювання, ЕК може зробити такий стан рівноваги стійким за Нешем. Внутрішнє стимулювання базується на перерозподілі виграшів між споживачами, зовнішнє – на системі штрафів. Перейдемо до розгляду системи стимулювання, яку доцільно подати як дворівневу модель активної системи (рис. 3.2), що складається з центра – на верхньому рівні ієрархії і агентів – на нижньому рівні.

Агент вибирає дію y , під якою можна розглядати обсяг виконаних робіт або кількість відпрацьованих годин, направлених на енергозбереження. Виконання дії вимагає від агента витрат $c(y)$ і приносить центру дохід $H(y)$. Центр компенсує затрати агенту шляхом матеріального стимулювання у вигляді грошової винагороди $v(y)$.

Цільові функції центра та агента мають відповідно вигляд

$$\Phi(y) = H(y) - v(y);$$

$$f(y) = v(y) - c(y).$$

Стратегією центра є вибір такої функції стимулювання $v(y)$, за якої досягається максимум цільової функції $\Phi(y)$, наприклад, при $y = y_1^*$ (рис. 3.3а).

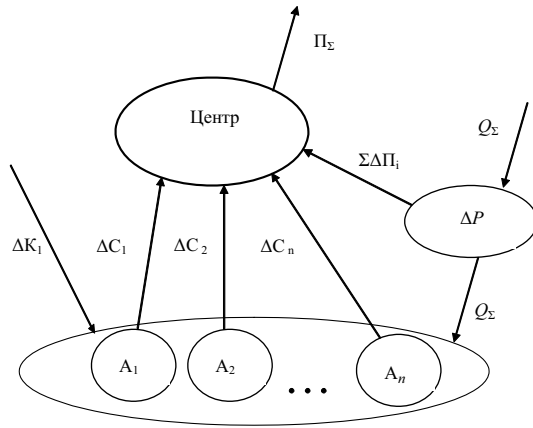


Рис. 3.2. Модель активної системи компенсації реактивної потужності

В теорії активних систем [71–76] доведено, що оптимальною (δ -оптимальною) є квазікомпенсаторна система стимулювання, за якої

$$v(y) = \begin{cases} c(y) + \delta, & \text{якщо } y = y^* ; \\ 0, & \text{якщо } y \neq y^* , \end{cases}$$

де δ – константа.

В електроенергетиці широко застосовують систему стимулювання D -типу, яка полягає в перерозподілі доходу, наприклад, якщо $v(y) = 0,5H(y)$. Оскільки агент вибирає дію y , за якої досягається максимум $f(y)$, то максимум цільової функції $f(y)$ досягається, якщо $y = y_2^* < y_1^*$ (рис. 3.3б).

Агент може вибрати дію $y > y_2^*$, збільшивши свою винагороду. Однак дуже скоро це йому стає невигідним, оскільки дохід починає спадати, а затрати збільшуються пропорційно y .

З метою стимулювання агента до збільшення дії необхідно збільшити його частку в загальному доході, наприклад $v(y) = 0,75H(y)$. Тоді максимум цільової функції $f(y)$ зміститься вправо. Крім того, в силу прагнення максимізації винагороди, агент може збільшити y . Таким чином, система перерозподілу з лінійною залежністю функції стимулювання може забезпечити близьку до

оптимальної стратегії стимулювання. Однак при цьому термін окупності ку збільшиться вдвічі, що не вигідно центру.

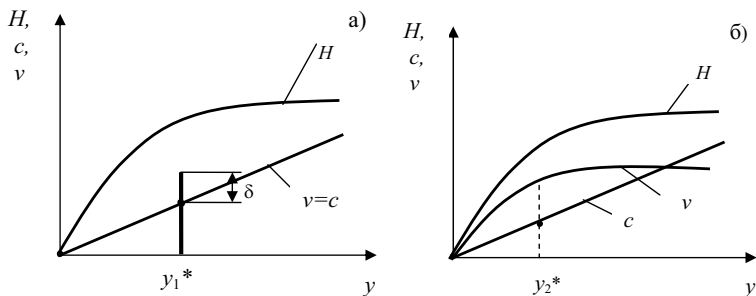


Рис. 3.3. Дохід, затрати праці і витрати на стимулювання

Зниження поточних витрат у разі реалізації інвестиційних проектів КРП доцільно розрахувати таким чином [90]:

$$\Delta Z = \mathbf{Q}_K^t \mathbf{C}^D \mathbf{D} + \mathbf{Q}_H^t \mathbf{C}^D \mathbf{R} \mathbf{Q}_H - (\mathbf{Q}_H - \mathbf{Q}_K)^t \mathbf{C}^D \mathbf{R} (\mathbf{Q}_H - \mathbf{Q}_K),$$

де \mathbf{C}^D – діагональна матриця вартості потужності, елементи якої $c_i = c_{0i} \cdot T_i$ визначаються як добуток питомої вартості c_{0i} енергії, що споживається споживачами підприємства і фактичного часу їх роботи T_i ; \mathbf{D} – вектор ЕЕРП D_i підприємства.

Перша складова характеризує вартість зниження плати промислових підприємств ЕК за реактивну енергію, друга і третя – вартість втрат електричної енергії, що виникають в мережах ЕК та промислових підприємств відповідно до і після впровадження КУ.

Істотним недоліком такого підходу є об'єднання втрат, що виникають в мережах ЕК та мережах промислових підприємств. Крім того, критерій мінімуму втрат електричної енергії не враховує неоптимальність розміщення КУ за різних питомих витрат на компенсацію реактивної потужності і різної плати за споживання реактивної енергії. Недоліками також є неврахування різного часу роботи споживачів і відсутність методики розподілення втрат між споживачами.

Проаналізуємо розподілення втрат між мережами ЕК та мережами споживачів. Для цього сформуємо цільову функцію для розв'язування задачі КРП у вигляді

$$Z = \alpha \mathbf{Q}_H^t \mathbf{Z}_K + (1 - \alpha) c_o D \mathbf{Q}_H^t \mathbf{T} + (1 - \alpha)^2 c_o \Delta \mathbf{P}_H^t \mathbf{T},$$

де Q_n – вектор реактивних потужностей навантажень окремих споживачів підприємства; 3_k – вектор питомих витрат на встановлення КУ; ΔP_n – вектор втрат активної потужності, зумовлених перетіканням реактивних навантажень окремих споживачів підприємства; T – вектор часу роботи окремих споживачів.

Перша складова характеризує одноразові витрати підприємства на встановлення КУ, друга – вартість втрат, що виникають в електромережах ЕК, за які підприємство повністю (а за існуючої системи оплати – вдвічі або й втричі дорожче) розраховується з ЕК за спожиту реактивну електроенергію, третя – вартість втрат електричної енергії, що виникають в електромережі самого промислового підприємства після впровадження КУ.

Зрозуміло, що за таких умов ЕК не вигідно, щоб підприємство компенсувало реактивну потужність, оскільки вона лишиться без стабільного прибутку.

Визначимо оптимальне значення ступеня КРП з точки зору промислового підприємства, для якого потрібно також врахувати зниження плати ЕК за перетоки реактивної потужності. Якщо питомі капіталовкладення в КУ для окремих споживачів приблизно однакові $3_{k1} = 3_{k2} = \dots = 3_{kn} = 3_k$ і однаковий час роботи усіх споживачів $T_1 = T_2 = \dots = T_n = T$, то вираз для цільової функції окремого підприємства з урахуванням зниження плати за передавання реактивної потужності набуває такого вигляду:

$$3 = \alpha Q_n 3_k + (1 - \alpha) c_0 D Q_n T + (1 - \alpha)^2 c_0 \Delta P_n T,$$

де ΔP_n – втрати активної потужності, що виникають у внутрішньозаводській мережі.

Знайшовши похідну 3 по α та прирівнявши її до нуля, отримаємо оптимальний ступінь КРП підприємства

$$\alpha_{0n} = 1 - \frac{Q_n 3_k - c_0 D Q_n T}{2 c_0 \Delta P_n T}.$$

Отже, оптимальний ступінь КРП для підприємства значно вищий від оптимального ступеня компенсації для системи в цілому. Це свідчить про те, що держава перекладає усі витрати по КРП на підприємства.

Для реалізації систем стимулювання споживачів важливим є визначення їх частки у зменшенні витрат. Для вирішення цієї задачі використаємо вираз

$$\Delta Z = Q_K^t C^D D + Q_H^t C^D R Q_K + Q_K^t C^D R (Q_H - Q_K),$$

з якого можна отримати формулу для вектора зниження витрат між споживачами у разі впровадження засобів КРП

$$\Delta Z = Q_K^D C^D D + Q_H^D C^D R Q_K + Q_K^D C^D R (Q_H - Q_K).$$

Впровадження засобів КРП з одного боку приводить до зменшення плати за реактивну енергію, а з іншого – до зменшення втрат електричної енергії. На рис. 3.4а наведено графіки зменшення витрат у разі впровадження КУ на одному з об'єктів підприємства, зокрема, плати за реактивну енергію (графік 1), вартості втрат (графік 2) та загальної вартості плати за реактивну енергію і втрат електричної енергії (графік 3). Як випливає з графіка 3, зменшення витрат є сталим і складає приблизно 4000 грн на 100 квар встановленої потужності КУ.

На рис. 3.4б наведено графіки доходу ЕСКО у разі впровадження інвестиційного проекту КРП на певному об'єкті підприємства при $\alpha=0,5$, $r=0,1$, $\Delta K=100$ грн/квар, які отримують безпосередньо для об'єкта впровадження (графік 1), а також на 2, 3 і 4 об'єктах підприємства, що живляться від цієї мережі (графіки 2, 3 і 4).

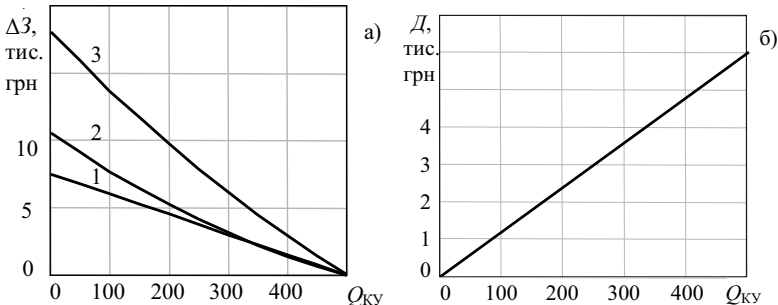


Рис. 3.4. Графіки зменшення витрат підприємства і доходу ЕСКО

Дохід ЕСКО від впровадження пристроїв КРП визначається сумою зменшення витрат з урахуванням сплати відсотків вкладеного додаткового капіталу $\Delta K Q_K$ з формули

$$D = -r \cdot \Delta K \cdot Q_K + (1 - \alpha) \Delta Z.$$

Для впровадження вибрано споживача підприємства, який характеризується найбільшою віддаленістю. Вибір цього споживача за однакових реактивних навантажень забезпечує найбільший дохід

ЕСКО. Розрахунки виконані при $c_{0i}=0,25$ грн/кВт·год., $d_i=0,005$ кВт/квар; $m_i=3000$ год. Питомий дохід від впровадження КУ на підприємстві становить 12 грн/квар, а в загальному при впровадженні КУ потужністю 500 квар дохід ЕСКО складе 6000 грн. Такий інвестиційний проект є достатньо вигідним.

Оскільки значення економічних еквівалентів реактивної потужності промислових підприємств України знаходяться в межах 0,02...0,005, то дохід ЕСКО може бути значно вищим.

Дохід підприємства за рахунок зменшення споживання реактивної потужності

$$H = \sum_{i=1}^n (\Delta P_i + \Delta C_i),$$

Де ΔP_i , ΔC_i – відповідно зменшення плати і зменшення вартості втрат в мережах промислового підприємства внаслідок впровадження компенсуючих установок (ку) в i -му цеху.

Перший доданок під знаком суми останнього виразу характеризує дохід за рахунок зменшення плати ек, другий – за рахунок зменшення втрат в мережі самого підприємства.

Зменшення плати та зменшення вартості втрат в мережах промислового підприємства, що зумовлені впровадженням ку в i -му цеху, відповідно будуть

$$\Delta P_i = (Q_i - Q_i') D c_0 T_i; \quad \Delta C_i = \frac{(Q_i^2 - Q_i'^2) R_i c_0 T_i}{U_n^2},$$

Де Q_i , Q_i' – середнє споживання реактивної потужності цехом а_і до і після впровадження ку; D – економічний еквівалент реактивної потужності (єерп) підприємства; T_i – розрахунковий період часу роботи i -го цеху; R_i – еквівалентний опір мережі живлення i -го цеху;

Під час вибору показників системи стимулювання потрібно звернути увагу на те, що підприємства можуть мати різну енергоемність валової продукції $\omega_p = (0,2...0,5)$ кВт·год./грн виробленої продукції (в.п.) [90].

Припустимо, що коефіцієнт реактивної потужності навантаження $tg\varphi_n = 0,8$. У цьому випадку питоме споживання реактивної потужності

$$\omega_q = \omega_p tg\varphi_n = (0,16...0,4) \text{ квар} \cdot \text{год.} / \text{грн в.п.}$$

Економічний еквівалент реактивної потужності в залежності від електричної віддаленості споживачів $D = (0,05 \dots 0,2)$ квт/квар.

Втрати активної енергії при передачі реактивної потужності характеризуються матрицею втрат

$$\Delta \omega = \omega_q \mathbf{D}^T = \begin{bmatrix} 0,16 \\ 0,4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0,05 & 0,2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 8 & 32 \\ 20 & 80 \end{bmatrix} 10^{-3} \text{ квт} \cdot \text{год.} / \text{Грн в.п.,}$$

де ω_q – вектор питомих реактивних навантажень споживачів; \mathbf{D} – вектор еерп споживачів.

Енергоємність продукції з урахуванням втрат від передавання реактивної потужності

$$\omega_p + \Delta \omega = \begin{bmatrix} 0,2 + 0,008 & 0,2 + 0,032 \\ 0,5 + 0,02 & 0,5 + 0,08 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{– неенергоємні;} \\ \text{– енергоємні.} \end{matrix}$$

Отже, $D \text{tg}\varphi_n / 100$ – це процент збільшення питомої енергоємності продукції, який складає 4 % для наближених і 16 % для віддалених від центрів живлення підприємств. По мірі зменшення $\text{tg}\varphi_n$ процент збільшення питомої енергоємності продукції зменшується. Наприклад, за $\text{tg}\varphi_n = 0,4$ він становитиме 2 % для наближених і 8% – для віддалених споживачів.

Припустимо, що два віддалені підприємства з малою і великою енергоємністю виробляють продукцію протягом кварталу на суму 10 млн.грн. Споживання активної електроенергії складає відповідно 2 і 5 млн квт·год., а споживання реактивної енергії відповідно 1,2 і 3 млн квар·год ($\text{tg } \varphi_n = 0,6$). Після розрахунків з ек за перетоки реактивної потужності за основною ставкою розрахункове споживання електроенергії складає 2,24 і 5,6 млн квт·год. За вартості електроенергії 0,25 грн/квт·год. Вартість електроенергії зросте відповідно з 500 тис. грн до 560 тис. грн і з 1,25 млн грн до 1,4 млн грн (додаткова плата за реактивну енергію складає відповідно 60 і 150 тис. грн).

Встановлення конденсаторних батарей загальною потужністю 500 квар вартістю 50 тис.грн забезпечить генерування реактивної енергії

$$W_p = Q \cdot T_{\text{кв}} = 500 \cdot 2000 = 1 \cdot 10^6 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Отже за такої питомої вартості (100 грн/квар) встановлення конденсаторних батарей у віддалених споживачів окупить затрати на них (включаючи затрати на стимулювання $v(y) = 0,5H(y)$) протягом

двох кварталів. Для наближених споживачів термін окупності становить приблизно два роки.

3.3. Удосконалення організаційного забезпечення зменшення втрат

В світовій практиці поширення набувають системи контролю і нормалізації електроспоживання [91]. Основна ідея полягає в персоналізації відповідальності керівників підрозділів за показники ефективності енерговикористання. Характерною особливістю є неперервність процесу контролю і управління. Метою контролю є перевірка того, що енергоресурси надходять і використовуються ефективно і результативно для досягнення цілей, поставлених перед промисловим підприємством, а втрати електричної енергії не перевищують прийнятих нормативів. Такий контроль слід віднести до управлінського контролю [92]. Контроль базується на обліку електричної енергії. Тому зупинимось на цьому питанні більш детально.

Графіки навантажень промислових підприємств та їх окремих споживачів характеризуються істотною нерівномірністю, що ускладнює облік втрат електричної енергії. Найменшими втрати будуть за умов оптимального режиму споживання. Такі втрати називають оптимальними [93]. Вони є технологічно необхідними. Втрати, які виникають за сталого графіка навантаження, назвемо основними. В цьому випадку будь-яка нерівномірність графіка навантаження зумовлює додаткові втрати.

Оскільки нерівномірність графіків навантаження можна розглядати в річному, місячному та денному розрізах, то виникає запитання про співвідношення між основними та додатковими втратами на цих інтервалах часу. Необхідно відмітити, що можуть розглядатися й інші інтервали часу, наприклад, тиждень. Однак це принципово не змінює суті викладеного нижче.

Ставиться задача отримання співвідношень між основними та додатковими втратами електричної енергії для року, окремих місяців та днів.

Добові втрати електричної енергії розділимо на дві складові [94, 95]

$$\Delta W_{jk} = \Delta W'_{jk} + \Delta W''_{jk}, \quad (3.1)$$

де $\Delta W'_{jk}$, $\Delta W''_{jk}$ – відповідно основні та додаткові втрати j -го місяця k -го дня. Причому

$$\Delta W'_{jk} = \frac{S_{cj}^2 RT}{U^2}; \Delta W''_{jk} = (K_{\Phi j}^2 - 1) \Delta W'_{jk}, \quad (3.2)$$

де S_{cj} , $K_{\Phi j}$ – середнє навантаження та коефіцієнт форми графіка навантаження j -го місяця k -го дня; U, R – напруга та опір лінії живлення; $T=24$ год.

Підсумувавши втрати електричної енергії окремих днів за j -й місяць, отримаємо

$$\Delta W_j = \sum_k \Delta W'_{jk} + \sum_k \Delta W''_{jk}. \quad (3.3)$$

Розкладемо місячні втрати електричної енергії на три окремих складові: місячні основні втрати, місячні додаткові втрати та добові додаткові втрати

$$\Delta W_j = \Delta W'_j + \Delta W''_j + \Delta W'''_{jd}. \quad (3.4)$$

При цьому зв'язок між складовими місячних і денних втрат має вигляд

$$\Delta W'_j + \Delta W''_j = \sum_k \Delta W'_{jk}; \quad \Delta W'''_{jd} = \sum_k \Delta W'''_{jkd}. \quad (3.5)$$

Крім того, місячні основні та додаткові втрати можна визначити за формулами

$$\Delta W'_j = \frac{S_{cj}^2 RT_j}{U^2}; \Delta W''_j = (K_{\Phi j}^2 - 1) \Delta W'_j, \quad (3.6)$$

де S_{cj} , $K_{\Phi j}$ – середнє навантаження та коефіцієнт форми графіка навантаження j -го місяця, що побудований за добовими споживаннями електричної енергії; T_j – тривалість j -го місяця, год.

Аналогічно підсумувавши втрати електричної енергії окремих місяців за рік, отримаємо

$$\Delta W = \sum_j \Delta W'_j + \sum_j \Delta W''_j + \sum_j \Delta W'''_{jd}. \quad (3.7)$$

Розкладемо річні втрати електричної енергії на чотири окремих складових: річні основні втрати, річні додаткові втрати, місячні додаткові втрати та добові додаткові втрати

$$\Delta W = \Delta W' + \Delta W'' + \Delta W''_{\text{м}} + \Delta W''_{\text{д}}. \quad (3.8)$$

При цьому зв'язок між складовими річних і місячних втрат має вигляд

$$\Delta W' + \Delta W'' = \sum_j \Delta W'_j; \quad \Delta W''_{\text{м}} = \sum_j \Delta W''_j; \quad \Delta W''_{\text{д}} = \sum_j \Delta W''_{j\text{д}}. \quad (3.9)$$

Крім того, річні основні та додаткові втрати можна визначити з формул

$$\Delta W' = \frac{S_{\text{ср}}^2 R T_p}{U^2}; \quad \Delta W'' = (K_{\Phi p}^2 - 1) \Delta W', \quad (3.10)$$

де $S_{\text{ср}}$, $K_{\Phi p}$ – середнє навантаження та коефіцієнт форми річного графіка навантаження, що побудований за місячними споживаннями електричної енергії; T_p – тривалість річного навантаження, год.

Для визначення додаткових місячних та добових втрат електричної енергії можна використати середньозважені значення коефіцієнтів форми місячних та добових графіків навантажень

$$\Delta W''_{\text{м}} = (K_{\Phi \text{м}}^2 - 1) \Delta W'; \quad \Delta W''_{\text{д}} = (K_{\Phi \text{д}}^2 - 1) \Delta W', \quad (3.11)$$

де $K_{\Phi \text{м}}$, $K_{\Phi \text{д}}$ – середньозважені коефіцієнти форми місячних та добових графіків навантажень. Підставивши вирази для додаткових місячних та добових втрат, дістанемо вирази для знаходження середньозважених коефіцієнтів форми місячних та добових графіків навантажень

$$(K_{\Phi \text{м}}^2 - 1) = \frac{\sum \Delta W''_k}{\Delta W'}; \quad (K_{\Phi \text{д}}^2 - 1) = \frac{\sum \Delta W''_{k\text{д}}}{\Delta W'}. \quad (3.12)$$

Отже, отримана замкнута структура втрат електричної енергії, яка в добовому розрізі є сумою двох складових втрат (див. вираз (3.1)), в місячному розрізі – сумою трьох складових втрат (див. вираз (3.4)), в річному розрізі – сумою чотирьох складових втрат (див. вираз (3.8)).

Застосування запропонованого підходу надає можливість здійснювати облік втрат, виявляти резерви економії електроенергії.

Контроль втрат електричної енергії відіграє важливу роль як інструмент енергозбереження промислових підприємств. Складність забезпечення достовірного контролю за втратами зумовлена тим, що неперервний облік електроенергії ведеться тільки на головній понижувальній підстанції та розподільних підстанціях підприємства, а безпосередньо споживачі звітують за спожиту електроенергію в цілому за місяць. За цих умов визначити дійсну частину втраченої електроенергії та розподілити втрати між споживачами досить складно. Сумарні покази лічильників, що встановлені на підстанціях, і суми показів лічильників споживачів не можуть бути використані для оцінки втраченої електроенергії. Це вимагає доповнення технічного обліку розрахунками, які виконуються з метою більш точного визначення технологічних втрат та виявлення причин їх виникнення.

В [96, 97] розв'язано задачу знаходження більш точного значення еквівалентного опору електричної мережі, що дозволить підвищити достовірність контролю втрат електроенергії. При цьому передбачається врахування інформації про місячне споживання електроенергії окремими споживачами, а також про фактичний час їх роботи.

Для контролю втрат замість формули (1.3) рекомендується застосування спрощеної формули

$$\Delta W = \frac{(W^2 + W_p^2) K_\phi^2 R}{U_o^2 T}, \quad (3.13)$$

де W , W_p – активна та реактивна енергія, що передаються через головну дільницю за розрахунковий період T ; K_ϕ – коефіцієнт форми графіка навантаження головної дільниці; R – еквівалентний опір всієї електричної мережі (ліній та трансформаторів); U_o – середній рівень напруги головної дільниці.

Оскільки споживання енергії, коефіцієнт форми та напруга на головній дільниці можуть бути виміряні, то похибки розрахунків у цьому випадку визначаються точністю визначення еквівалентного опору мережі R .

Еквівалентний опір мережі рекомендується розраховувати за формулою

$$R = R_0 + \frac{R_e}{n_e}, \quad (3.14)$$

де n_e – ефективне число споживачів; R_e – еквівалентний опір діляниць живлення окремих споживачів, причому

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n W_i \right)^2}{\sum_{i=1}^n W_i^2}; \quad R_e = \frac{\sum_{i=1}^n W_i^2 R_i}{\sum_{i=1}^n W_i^2}.$$

Запропоновані формули дають змогу більш точно визначати втрати електричної енергії за відомими графіками навантажень на головній ділянці, часом роботи споживачів та місячним споживанням електричної енергії. Перевагою застосування формули (3.14) є те, що ефективне число споживачів і еквівалентний опір R_e можна уточнювати за фактичним місячним споживанням.

Крім того, ефективне число електроспоживачів можна застосувати для наближеної оцінки коефіцієнтів форми $K_{\phi i}$ за відсутності інформації про їх графіки навантаження. Для цього пропонується використати таку формулу:

$$K_{\phi i}^2 - 1 \approx \alpha_i n_e (K_{\phi}^2 - 1),$$

де α_i – коефіцієнт, що характеризує співвідношення індивідуальних коефіцієнтів форми. Оскільки коефіцієнт форми групового графіка відомий, то можна уточнити коефіцієнти форми індивідуальних графіків.

Найбільш складною задачею є визначення та розподілення втрат електроенергії між споживачами або вузлами груп споживачів. Оскільки технологічні втрати, що виникають під час передавання електричної енергії нелінійно залежать від навантажень, то втрати електроенергії можуть розподілятися як за лінійною, так і за нелінійними залежностями від навантаження споживачів. Найбільш складним є розрахунок втрат в розподільчій мережі 10 кВ, оскільки такі мережі виконані магістральними і характеризуються значною розгалуженістю та великою кількістю споживачів.

Наведемо приклад розподілення втрат електричної енергії між споживачами з урахуванням електричної віддаленості споживачів в магістральній розподільній мережі (рис. 3.5) з номінальною напругою 10 кВ і значеннями активних опорів віток: $R_1 = 2$ Ом; $R_2 = 1$ Ом; $R_3 = 1,2$ Ом; $R_4 = 1,2$ Ом; $R_5 = 1,5$ Ом. Середні реактивні навантаження вузлів такі: $\bar{Q}_1 = 0,1$ Мвар; $\bar{Q}_2 = 0,2$ Мвар; $\bar{Q}_3 = 0,3$ Мвар.

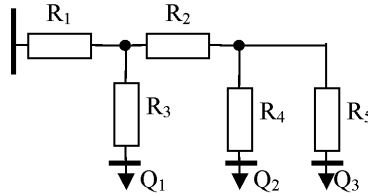


Рис. 3.5. Схема заміщення магістральної розподільної мережі

Матриці вузлових активних опорів та квадратів середніх реактивних навантажень в цьому випадку мають вигляд

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} 3,2 & 2 & 2 \\ 2 & 4,2 & 3 \\ 2 & 3 & 4,5 \end{bmatrix} \text{ Ом}; \quad \bar{\mathbf{Q}}^2 = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 \\ 2 & 4 & 6 \\ 3 & 6 & 9 \end{bmatrix} \cdot 10^4 \text{ квар}^2.$$

Розрахункова матриця

$$\bar{\mathbf{Q}}_R^2 = \begin{bmatrix} 3,2 & 4 & 6 \\ 4 & 16,8 & 18 \\ 6 & 18 & 40,5 \end{bmatrix} \cdot 10^4.$$

Розподілення втрат електроенергії між споживачами буде таким:

$$\Delta \mathbf{W} = [1,32 \quad 3,88 \quad 6,45]^T \cdot 24 \text{ кВт}\cdot\text{год.},$$

що загалом за добу складає 279,6 кВт·год.

Порівняємо розподілення втрат електричної енергії між споживачами з врахуванням їх графіків навантажень. Графіки середніх позмінних реактивних навантажень споживачів, які працюють відповідно в одну, дві або три зміни зображені на рис. 3.6. Втратами, що зумовлені нерівномірністю графіків навантажень протягом зміни, нехтуємо. У разі необхідності врахування нерівномірності графіків навантажень можна скористатися працями Гордєєва В.І., де досліджуються кореляційні методи оцінки втрат електроенергії в промислових електричних мережах впливу оптимізації формування графіків навантаження на втрати, а також просторово-кореляційних зв'язків між навантаженнями електроприймачів, що живляться від магістральної мережі, на величину втрат електроенергії в ній. На основі аналізу кореляційних

залежностей отримано формулу

$$K_{\phi} = K_{\phi.c} \cdot k_{\phi.e},$$

де $K_{\phi.c}$ – коефіцієнт форми тренда, тобто усередненого по змінах графіка навантаження; $k_{\phi.e}$ – коефіцієнт форми змінених графіків (що приймається однаковим для всіх змін).

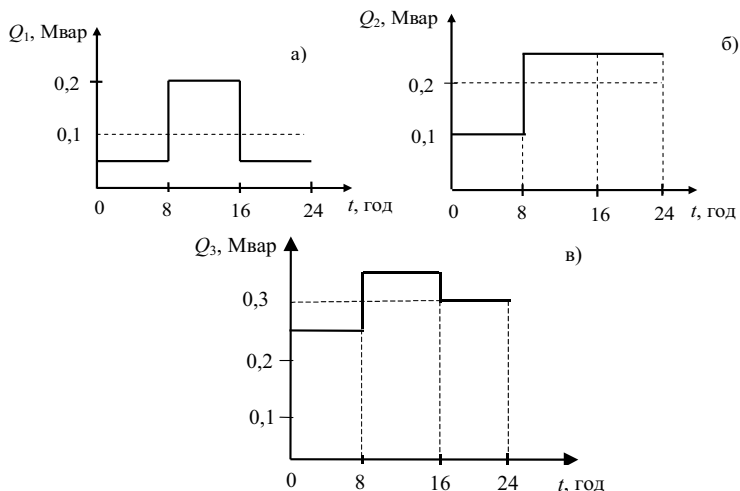


Рис. 3.6. Графіки реактивних навантажень споживачів магістральної мережі

Коваріаційна матриця реактивних навантажень

$$\mathbf{K}_Q = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,25 & 0,25 \\ 0,25 & 0,005 & 0,25 \\ 0,25 & 0,25 & 0,16(6) \end{bmatrix} \cdot 10^4 \text{ квар}^2.$$

Розрахункові матриці

$$\bar{\mathbf{Q}}_R^2 = \begin{bmatrix} 3,2 & 4 & 6 \\ 4 & 16,8 & 18 \\ 6 & 18 & 40,5 \end{bmatrix} \cdot 10^4; \quad \mathbf{K}_{QR}^2 = \begin{bmatrix} 1,6 & 0,5 & 0,5 \\ 0,5 & 2,1 & 0,75 \\ 0,5 & 0,75 & 0,75 \end{bmatrix} \cdot 10^4.$$

Розподілення втрат електроенергії між споживачами буде таким:

$$\Delta W = [1,58 \quad 4,215 \quad 6,85]^T \cdot 24 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Розрахункові сумарні втрати за добу складають 303,6 кВт·год., що загалом на 7,9 % більше від попереднього значення втрат, визначених на основі середніх добових навантажень.

Якщо вартість коваріаційної складової втрат збільшити в декілька разів порівняно із вартістю втрат, визначених на основі середніх навантажень, то такий організаційний захід може істотно впливати на споживачів, оскільки коваріаційна складова втрат переважає у споживачів, які мають нерівномірний графік навантаження

$$\Delta W_K = [0,26 \quad 0,335 \quad 0,4]^T \cdot 24 \text{ кВт}\cdot\text{год.},$$

що дозволяє здійснювати ефективне стимулювання зменшення втрат шляхом вирівнювання графіків навантажень.

Проведемо розрахунок втрат в розподільчій мережі 10 кВ підстанції „Західна” міста Вінниці. Вихідні дані наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Вихідні дані для розрахунку втрат електроенергії підстанції „Західна”

Назва споживача	Навантаження в години „нічного провалу”		Навантаження в напівпікові години доби		Навантаження в пікові години доби	
	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
с. Зарванці	0,34	0,139	0,425	0,173	0,68	0,277
с. Ксаверівка	1,105	0,451	1,360	0,554	1,700	0,693
Насосна	0,085	0,035	0,170	0,069	0,170	0,069
завод радіо-апаратури	0,170	0,069	0,340	0,139	0,170	0,069
завод „Кристал”	0,085	0,035	0,085	0,035	0,085	0,035
ТП - 543	0,340	0,139	0,595	0,243	0,680	0,277
ТП - 581	0,850	0,347	1,020	0,416	1,190	0,485
РП - 37	0,680	0,277	0,850	0,347	1,360	0,554
Автовокзал	0,935	0,381	2,720	1,109	2,380	0,970
ТТУ, ТП - 625	0,170	0,069	0,340	0,139	0,340	0,139
Тяга	0,085	0,035	0,340	0,139	0,170	0,069
с. Зарванці	0,340	0,139	0,510	0,208	0,595	0,243
РП - 5	0,170	0,069	0,340	0,139	0,340	0,139
ТП – 671	0,850	0,347	1,190	0,485	1,360	0,554
ТП - 556	0,425	0,173	0,510	0,208	0,680	0,277

Вихідними даними є навантаження споживачів підстанції в години „нічного провалу”, в години „напівпік” та в години „пік”. Розрахунки виконано з використанням формул (2.16)–(2.21). Добові втрати, що належать споживачам, в трансформаторі Т-1 потужністю 16 МВ·А підстанції „Західна”, розраховані в програмному середовищі MathCad, представлені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Добові втрати, що належать споживачам підстанції „Західна”

Назва споживача	Середні втрати, кВт·год./добу			Коваріаційна складова, кВт·год./добу		
	ΔW_C	$\Delta W_C(P)$	$\Delta W_C(Q)$	ΔW_K	$\Delta W_K(P)$	$\Delta W_K(Q)$
с. Зарванці	46,3	39,7	6,6	2,7	2,3	0,4
с. Ксаверівка	133,3	114,3	19,0	5,0	4,3	0,7
Насосна	13,6	11,7	1,9	0,9	0,8	0,1
ВАТ „Маяк”	21,8	18,7	3,1	0,6	0,5	0,1
завод „Кристал”	8,2	7,0	1,2	0	0	0
ТП - 543	51,7	44,3	7,4	3,2	2,8	0,4
ТП - 581	98,0	84,0	14,0	2,9	2,5	0,4
РП - 37	92,5	79,3	13,2	5,3	4,5	0,8
Автовокзал	193,2	165,7	27,5	16,0	13,7	2,3
ТТУ ТП - 625	27,2	23,3	3,9	1,8	1,5	0,3
Тяга	19,1	16,3	2,8	1,4	1,2	0,2
с. Зарванці	46,3	39,7	6,6	2,3	2,0	0,3
РП - 5	27,2	23,3	3,9	1,8	1,5	0,3
ТП - 671	108,8	93,3	15,5	4,7	4,0	0,7
ТП - 556	51,7	44,3	7,4	2,1	1,8	0,3

На основі отриманих результатів можна робити висновки про доцільність прийняття тих чи інших заходів з енергозбереження для окремих споживачів і здійснювати ефективне їх стимулювання. Найбільш ефективним є режим споживання заводу „Кристал”, на якому організовано тризмінну роботу виробничих підрозділів. Найменшою ефективністю характеризується комплекс „Автовокзал” з різко нерівномірним графіком електроспоживання.

Під час контролю втрат важливим також є визначення частки втрат електричної енергії, що виникають з вини енергопостачальних підрозділів (цехів, дільниць). Для цього необхідним є нормування втрат в лініях електропередавання (в залежності від навантаження, відстані та номінальної напруги) і в трансформаторах (в залежності від навантаження) та розробки механізму віднесення частки цих втрат

на собівартість електропередавання електричної енергії енергопостачальних підрозділів у разі перевищення норм і отримання ними прибутку у разі їх зменшення відносно норм.

Основне завдання нормування втрат і споживання електричної енергії полягає в застосуванні у виробництві технічно і економічно обґрунтованих норм витрат електричної енергії з метою здійснення режиму економії, раціонального розподілення і найбільш ефективного її використання. Нормуванню підлягають витрати електричної енергії на основні і допоміжні виробничо-експлуатаційні потреби, включаючи втрати в мережах.

Точність визначення втрат електричної енергії залежить від достовірності та повноти вихідної інформації про значення і характер навантаження. Підвищення точності можна забезпечити шляхом використання норм споживання. В [38, 98] запропоновано втрати електричної енергії визначати в залежності від установлених на плановий період норм споживання електричної енергії (без втрат), запланованої продуктивності агрегату (цеху) і математичного сподівання витрат часу на вироблення одиниці продукції (роботи) з урахуванням передбачуваних змін в енергомісткості продукції (роботи).

Для визначення втрат можна використати загальновиробничі технологічні норми споживання електроенергії, із застосуванням яких втрати електричної енергії розраховують з формули [99]

$$\Delta W = \frac{(\Pi \omega_e K_{\phi.e})^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_e) R_e}{U_e^2 T}, \quad (3.15)$$

де Π – загальна кількість виробленої продукції $\left(\Pi = \sum_{i=1}^n \Pi_i \right)$;

$\omega_e = \sum_{i=1}^n \omega_i \Pi_i / \sum_{i=1}^n \Pi_i + \omega_y$ – виробнича норма електроспоживання (тут

ω_i – енергоємність i -го виду продукції; ω_y – споживання електричної енергії на загальні цехові та виробничі потреби); $K_{\phi.e}$ – еквівалентний коефіцієнт форми графіків навантажень; U_e , R_e – еквівалентні значення напруги та опору мережі живлення; $\operatorname{tg} \varphi_e$ – еквівалентне значення коефіцієнта реактивної потужності.

Для визначення втрат електричної енергії за питомими нормами її споживання необхідним є встановлення еквівалентних значень напруги та опору мережі, а також коефіцієнтів форми активної та реактивної потужності.

В [100] розглянуто новий підхід до наближеної оцінки часу максимальних втрат і коефіцієнта форми, що базується на відмінностях дисперсій графіків навантажень. Запропонований підхід рекомендується для оцінки втрат електроенергії в розподільних мережах під час планування електроспоживання, що дає можливість оцінити втрати на основі запланованого обсягу продукції, її енергоємності та режимів роботи основних цехів. Це дозволить планувати заходи щодо зменшення втрат шляхом оптимізації режимів електроспоживання.

Суть методики нечіткого визначення коефіцієнта форми графіка навантаження полягає в тому, що на основі параметрів електроспоживання визначають верхню межу значення квадрата коефіцієнта форми графіка навантаження. Наприклад, для $P_{\max} = 5 \text{ МВт}$; $P_{\min} = 2 \text{ МВт}$; $T_M = 4000 \text{ год}$; $T = 8000 \text{ год}$; верхня межа квадрата коефіцієнта форми $K_{ф.ав}^2 = 1,2$ ($K_{ф.ан}^2 = 1$). Тоді середнє значення квадрата коефіцієнта форми графіка навантаження $K_{ф.ас}^2 = 1,1$. Верхня межа оцінки квадрата коефіцієнта форми та середнє значення потужності визначають з формул

$$K_{ф.ав}^2 = \frac{P_{ск.нб}^2}{P_c^2} = \frac{P_{\max}(P_c - P_{\min}) + P_c P_{\min}}{P_c^2}; \quad P_c = \frac{P_{\max} T_M}{P_c^2}.$$

В подальшому значення коефіцієнта форми уточняється на основі опитування експертів щодо форми графіка навантаження.

Планування заходів зі зменшення втрат в розподільних електричних мережах необхідне для підвищення ефективності їх функціонування з точки зору економічності, надійності та якості електроенергії. Для планування заходів зі зменшення втрат необхідним є прогнозування навантажень. Побудова прогнозних моделей на основі питомих норм споживання вимагає статистичного дослідження питомого електроспоживання. Один з підходів до прогнозування електричних навантажень оснований на використанні питомих норм споживання електроенергії на одиницю виробленої продукції. Прогнозну оцінку електроспоживання запишемо у такому вигляді [101]:

$$W = (\omega_0 + \omega_y) P = \sum_{i=1}^n \omega_i P_i + \omega_y P, \quad (3.16)$$

де ω_0 – норма питомого споживання електроенергії в основному виробництві на одиницю виробленої продукції; ω_y – норма питомого споживання електроенергії на допоміжні (загально-цехові) потреби в

розрахунку на одиницю продукції; ω_i – норма споживання електроенергії i -м агрегатом в розрахунку на одиницю виробленої ним продукції; Π – загальний обсяг продукції в плановому періоді; Π_i – плановий обсяг продукції, виробленої i -м агрегатом; n – кількість основних виробничих агрегатів.

У випадку статистичної незалежності питомого електроспоживання окремих агрегатів квадрат середньоквадратичного відхилення сумарного навантаження [102]

$$\sigma^2 = \left[(\nu_0 \omega_0)^2 + (\nu_y \omega_y)^2 \right] \frac{\Pi^2}{T_y^2} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\nu_i \omega_i \Pi_i}{T_i} \right)^2 + (\nu_y \omega_y)^2 \frac{\Pi^2}{T_y^2}, \quad (3.17)$$

де ν_0 , ν_y , ν_i – коефіцієнти варіації питомого електроспоживання відповідно в основному виробництві, на цехові потреби та i -го агрегату; T_i – розрахункова тривалість роботи i -го агрегату; T_y – розрахункова тривалість роботи цеху.

Застосування формули (3.17) ґрунтується на стабільності коефіцієнтів варіації питомого електроспоживання і дозволяє визначити середньоквадратичне навантаження та оцінити втрати електроенергії у разі зміни планових показників обсягу виробництва, норм питомого електроспоживання або норм часу. Передумовою застосування формули (3.17) є наявність статистичної інформації для коефіцієнтів варіації окремих агрегатів.

Що стосується максимальних навантажень, то тут необхідним є визначення щільності розподілу питомого загального електроспоживання $p(\omega)$ та на цехові потреби $p_y(\omega)$. Оскільки планові завдання для окремих агрегатів, як правило, змінюються, то щільність розподілу $p_0(\omega)$ необхідно визначити на основі функцій розподілу питомого електроспоживання окремих агрегатів $p_i(\omega)$.

Розглянемо процес формування групових графіків навантаження з точки зору можливості їх представлення середнім значенням і еквівалентним коефіцієнтом форми. Особливістю законів розподілу таких випадкових величин, як півгодинні навантаження промислових споживачів є їх різноманітність, яка обумовлена різним характером роботи електроприймачів і протікання технологічних процесів.

При підсумовуванні випадкових величин закони їх розподілу змінюють свою форму. Закон розподілу суми незалежних випадкових величин $p(x) = p(x_1 + x_2)$, які мають розподілення $p_1(x)$ та $p_2(x)$, визначають через інтеграл згортки [103]

$$p(x) = \int_{-\infty}^{\infty} p_1(z) p_2(x-z) dz,$$

де z – незалежна змінна. Проте такий підхід є трудомістким.

Якщо закон розподілу питомого загального електроспоживання встановлено, то можна визначити кратність розсіювання β , що відповідає заданій довірчій імовірності і визначити максимальне навантаження $P_M = P_c + \beta\sigma$, а також коефіцієнт форми графіка навантаження з формули [102]

$$K_\phi^2 = 1 + \left(\frac{1 - K_3}{\beta K_3} \right)^2,$$

де K_3 – коефіцієнт заповнення графіка навантаження ($K_3 = P_c/P_M$); P_c – середнє навантаження та середньоквадратичне навантаження $P_{ck} = K_\phi P_c$.

Застосування такого підходу ефективне у випадку, якщо закон розподілу навантаження відомий і він не змінюється у разі зміни планових показників. Наприклад, для нормального закону розподілу навантаження за довірчої імовірності 0,9 значення $\beta = 1,65$ і тоді, якщо K_3 збільшувється від 0,52 до 0,6, то K_ϕ^2 зменшується від 1,31 до 1,16.

Врахування організаційних та технічних перерв у роботі окремих агрегатів вимагає індивідуального підходу. Якщо перерви становлять місяць і більше, то цей агрегат може бути виключений з розгляду втрат електричної енергії в межах даного періоду. Якщо перерви менші, то вклад споживача у втрати можна визначити шляхом підсумовуваннями з двох складових втрат з увімкненим та вимкненим споживачем.

Аналогічно можна зробити і під час визначення максимальних навантажень, якщо тривалість перерви перевищує місяць. За меншої тривалості перерв цей споживач повинен бути врахований як такий, що неперервно працює.

За ринкових умов вирішальним засобом підвищення енергозбереження є економічні методи впливу на інтереси колективів проєктних організацій, енергослужб підприємств та технологічних цехів. Ці колективи повинні бути зацікавлені у впровадженні нової техніки. В такому випадку вони направлять свої зусилля на виявлення резервів і впровадження організаційно-технічних заходів підвищення ефективності систем електропостачання. Проблема полягає в тому, що надзвичайно складно встановити критерій, який дозволив би розрахувати розмір належної енергетичному господарству економії, що відповідає його трудовому і творчому вкладу.

Методологічна невирішеність цієї проблеми зумовила підхід, який застосовувався в практиці господарювання ряду крупних підприємств. Особливість цього підходу полягає в тому, що весь розмір економії від впровадженого заходу розподіляється порівно між цехами – співвиконавцями [104]. За такого розподілення, по-перше, з'являється зацікавленість всіх цехів у впровадженні організаційно-технічних заходів. По-друге, кожний цех намагається взяти участь в тих організаційно-технічних заходах, які дають найбільший ефект. По-третє, особливого значення набуває проблема скорочення тривалості впровадження організаційно-технічних заходів, оскільки розмір економії визначається в плані і звіті з моменту впровадження заходу і до кінця року.

Для того, щоб вимагати від персоналу Енергозбуту, підприємств і працівників електричних мереж виконання нормативних вимог з підтримання системи обліку електроенергії на високому рівні, достовірного розрахунку технічних втрат, виконання заходів по зниженню втрат, персонал повинен знати ці нормативні вимоги і вміти їх виконувати. Крім того, він повинен хотіти їх виконувати, тобто бути морально і матеріально зацікавленим у фактичному, а не формальному зниженні втрат. Для цього потрібно проводити систематичне навчання персоналу не тільки теоретично, але і практично, з переатестацією і контролем засвоєння знань.

Однак одних знань і умінь недостатньо. На думку російського вченого В.Е. Воротницького та його колег, в ЕК повинна бути розроблена та затверджена система заохочення за зниження втрат електроенергії в мережах, виявлення крадіжок електроенергії з обов'язковим залишенням частки отриманого прибутку від зниження втрат (до 50 %) в розпорядженні персоналу, який отримав цей прибуток [105, 106].

В [107] ставиться питання про необхідність зміни внутрішньогосподарських відносин між вищою і середньою ланками управління. Наводиться критерій для оцінки економічної доцільності і черговості впровадження заходів з енергозбереження. Вказується, що за останні роки одержав нову якість відомий раніше фактор різниці інтересів на різних ступенях управління підприємством: розрахунки за енергоносії здійснює підприємство в цілому, тобто це турбота найвищої ланки виробництва – тут концентрується інтерес до енергозбереження і матеріалізується ймовірний прибуток від зниження непродуктивних витрат; основні втрати енергоресурсів концентруються в цехах, дільницях, службах, агрегатах і т. д. В цій середній ланці немає зацікавленості в зниженні втрат, оцінки ситуації в цілому. Але саме в цій ланці концентрується найбільший потенціал

енергозбереження і найбільший опір впровадженню заходів (через відсутність зацікавленості і необхідності виконувати практично весь обсяг робіт із впровадження). Виходячи з ситуації, що склалася, необхідно змінити внутрішньогосподарські відносини, поставивши середню ланку управління виробництвом і безпосередніх виконавців в ті ж самі умови обмежень і стимулів до енергозбереження, в яких знаходиться підприємство в цілому, тобто доводити їм нормативи і ліміти на електроспоживання.

Досвід регулювання графіків навантажень на підприємствах, а також аналіз технології виробництва і режимів роботи споживачів показує, що впровадження режимних заходів може привести в загальному випадку до зміни фонду заробітної плати і питомих витрат електроенергії, сировини і матеріалів на виробництво одиниці продукції [107]. При цьому можливі випадки як зменшення так і збільшення споживання електроенергії.

Отже, під час розробки системи індивідуального стимулюючого регулювання споживачів необхідно враховувати витрати споживачів на регулювання графіків навантажень.

Структурну схему організаційних заходів із енергозбереження наведено на рис. 3.7 [108].

Система заходів, направлених на стимулювання і регулювання енергозбереження, повинна мати комплекс адміністративних, економічних і суспільних заходів, що включаються в загальну індикативну схему управління зменшенням витрат електричної енергії в мережах промислових підприємств.

До першочергових адміністративних заходів в необхідно віднести: створення спеціальних органів управління енергозбереженням, основними функціями яких є програмування енергозбереження і організація виконання програм; удосконалення системи контролю за споживанням енергоресурсів і управління енергозбереженням, а також внутрішньозаводської статистичної звітності з виконання річних організаційно-технічних заходів з економії енергії; організація правового регулювання енергозбереження.

До внутрішніх економічних заходів відносяться: застосування системи стимулювання працівників підприємства за впровадження заходів з енергозбереження; застосування системи пільг за ефективне використання енергоресурсів; застосування системи податків за невиконання встановлених нормативів; фонди преміювання в держбюджетних організаціях в розмірі 100% суми економії електроенергії і т.ін.

До зовнішніх економічних заходів впливу відносяться: система дотацій без повернених кредитів; віддалення платежів; пільгове і безвідсоткове кредитування енергозберігаючих заходів; пільгові нормативи плати за енергозберігаючі фонди; прискорені строки амортизації енергозберігаючого обладнання; тарифи на електричну і теплову енергію; податки.

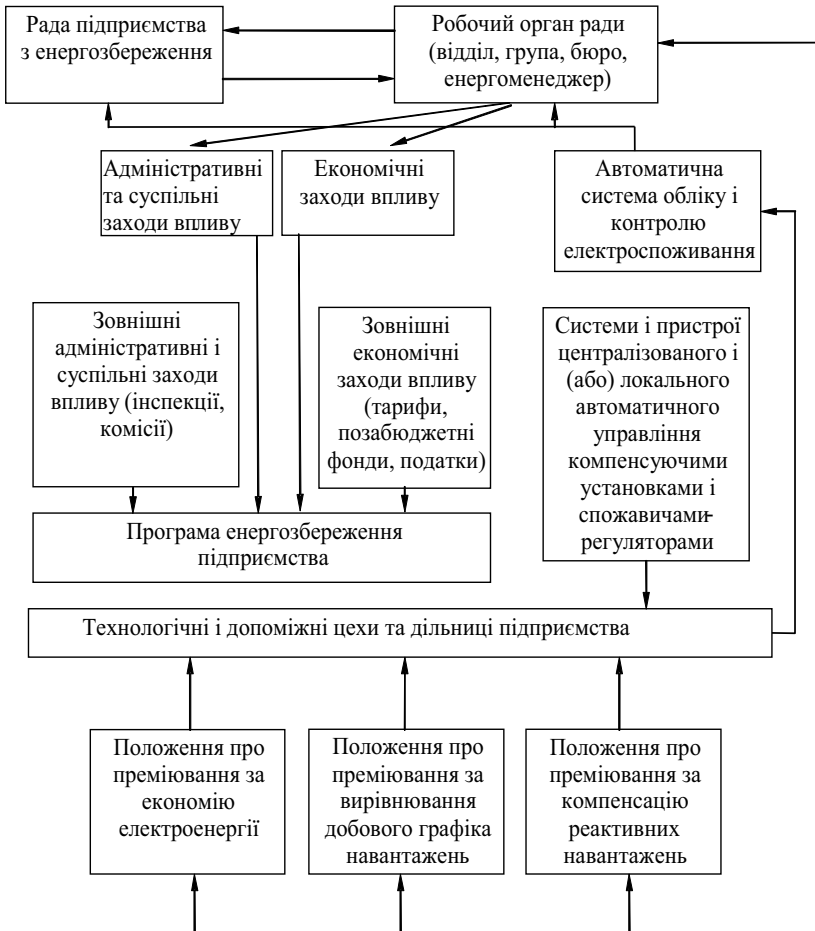


Рис. 3.7. Структурна схема організаційних заходів із енергозбереження на промислових підприємствах

Першочергові суспільні заходи: заходи з популяризації економічних, екологічних, соціальних і інших переваг енергозбереження; підвищення освіти працівників підприємства в області енергозбереження; залучення енергопостачальних організацій до проведення політики енергозбереження на підприємствах; залучення суспільних і неформальних організацій до проведення політики енергозбереження.

На підприємстві пропонується: рада з енергозбереження в складі головного інженера – голови ради, головних спеціалістів і начальників цехів – членів ради; відділ або група з енергозбереження в складі спеціалістів енергетиків, технологів і механіків. На невеликих підприємствах це може бути замісник головного енергетика з енергозбереження (енергоменеджер).

Завданням відділу (групи, енергоменеджера) є: програмування енергозбереження; контроль виконання і оцінка ефективності заходів; розробка системи стимулювання енергозбереження; контроль за відповідністю обладнання, технологій і установок, побутової техніки, теплопровідності житлових споруд і приміщень спеціальним нормам і енергетичним стандартам.

Висновки до розділу 3

1. Розглянуто питання інвестування заходів зі зменшення втрат в електромережах. запропоновано систему стимулюючого регулювання компенсації реактивної потужності із застосуванням теорії активних систем. зокрема, на основі теорії активних систем показано можливість взаємодії ЕК та споживачів в питаннях компенсації реактивної потужності. показана перспективність вкладення коштів в засоби компенсації реактивної потужності.

2. Запропоновано методологію обліку втрат електричної енергії, яка основана на диференціюванні втрат електричної енергії на такі складові: річні основні та додаткові втрати, місячні основні та додаткові втрати, а також добові основні та додаткові втрати. В сукупності за місяць добові основні втрати утворюють місячні основні та додаткові втрати, а в сукупності за рік місячні основні втрати утворюють річні основні та додаткові втрати. Застосування запропонованого підходу надає можливість спростити облік втрат, своєчасно виявляти резерви економії електроенергії.

3. Запропоновано метод контролю втрат електричної енергії за відомими графіками навантажень на головній дільниці, часом роботи споживачів та місячним споживанням електричної енергії. Це, в свою чергу, забезпечує більш достовірний контроль втрат.

4. Удосконалено метод визначення втрат електроенергії за плановими нормами електроспоживання з урахуванням нерівномірності графіків навантажень, який дозволяє значно підвищити точність розрахунків. В свою чергу, встановлення норм для втрат електричної енергії дає можливість застосувати ефективне матеріальне стимулювання у разі зменшення фактичних втрат порівняно з нормативними, що сприятиме вирівнюванню та зменшенню навантажень за рахунок більш раціонального використання робочого часу, скорочення простоїв технологічного обладнання, регулювання режимів електроспоживання.

5. Запропоновано методику нечіткої оцінки часу максимальних втрат та коефіцієнта форми за мінімальною інформацією про значення максимальних, та середніх навантажень, що оснований на використанні дисперсії графіків навантаження як ознаки їх класифікації.

6. Розроблено систему організаційних заходів зі зменшення втрат в електричних мережах промислових підприємств, яка включає в себе комплекс адміністративних, економічних і суспільних заходів. Забезпечення раціонального використання електроенергії здійснюється шляхом виявлення та стимулювання найбільш ефективних організаційних та технічних заходів енергозбереження.

ВИСНОВКИ

У монографії викладено нові підходи щодо забезпечення ефективності передавання електроенергії та стимулювання заходів зі зменшення технологічних втрат в електромережах.

Основні теоретичні та експериментальні дослідження можуть бути узагальнені такими висновками:

1. Розроблено метод оцінювання економічної ефективності заходів зі зменшення втрат електроенергії, в основу якого покладено розподілення витрат між споживачами, який дозволяє обґрунтувати системи стимулювання заходів з енергозбереження та забезпечує раціональне використання інвестицій в енергозберігаючі технології.

2. Розроблено економіко-математичні моделі розподілення втрат електроенергії, які виникають в електромережах будь-якої конфігурації, між споживачами з урахуванням графіків їх навантажень та електричної відстані до споживачів, що дає можливість більш точного оцінювання частки втрат окремих споживачів.

3. Запропоновано роздрібні тарифи, в основу яких покладено відшкодування додаткових технічних втрат, які виникають в результаті перевищення споживання електроенергії під час максимальних навантажень в енергосистемі, а також – отримання доходу у разі зменшення технічних втрат.

4. Удосконалено систему стимулювання енергозбереження на основі компенсації реактивної потужності із застосуванням теорії активних систем та урахуванням специфіки електроспоживання промислових підприємств, яка ґрунтується на використанні зовнішніх і внутрішніх стимулюючих механізмів, що забезпечує заохочення до впровадження компенсуючих пристроїв.

5. Удосконалено систему обліку та контролю технічних втрат електроенергії, що характеризується квадратичним розподіленням втрат між споживачами, яка забезпечує більш високу відповідність розрахункових і фактичних втрат електроенергії.

6. Дістав подальший розвиток метод нормування втрат електроенергії за нормами питомого електроспоживання завдяки використанню нечітких оцінок нерівномірності графіків навантажень, що забезпечує можливість нормування втрат електричної енергії в мережах енергопостачальних компаній та промислових підприємств на різних ієрархічних рівнях систем електропостачання.

ЛІТЕРАТУРА

1. Галузеві методичні рекомендації з формування собівартості виробництва, передачі та постачання електричної і теплової енергії. – Л.: ОРГРЕС, 2001. – 97 с.
2. Постанова НКРЕ від 22 березня 2007 року № 317 „Про затвердження Звіту про діяльність Національної комісії регулювання електроенергетики України в 2006 році” // Інформаційний бюлетень НКРЕ. – 2007. – №4.
3. Іваненко В.І., Болух М.А. Економічний аналіз господарської діяльності. – К.: ЗАТ „НІЧЛАВА”, 2001. – 204 с.
4. Попович П.Я. Економічний аналіз діяльності суб’єктів господарювання. Підручник. – Тернопіль: Економічна думка, 2001. – 454 с.
5. Савашинская В.И. Технико-экономическое планирование на тепловых электростанциях. – Л.: Энергия, 1975. – 224 с.
6. Електроенергетика. Новости // Энергобизнес. – 2007. – №3. – С. 28.
7. Федисин Б.П. Економіка енергетики: Навчальний посібник. – Тернопіль: Астон, 2003. – 160 с.
8. Закон України “Про застосування тарифів на електроенергію” // Урядовий кур’єр. – 1998. – № 55. – С.16-17.
9. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование. – М.: ЗАО „Олимп-Бизнес”, 2002. – 544 с.
10. Железко Ю.С. Недоучет электроэнергии, допустимые небалансы и их отражение в нормативах потерь // Электрические станции. – 2003. – №11. – С. 18–22.
11. Железко Ю.С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения // Электрические станции. – 2001. – №8. – С. 19–24.
12. Глазунов А.А., Глазунов А.А. Электрические сети и системы. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 360 с.
13. Электрические системы. Режимы работы электрических сетей и систем / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1975. – 344 с.
14. Справочник по проектированию электрических систем / Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. – М.: Энергия, 1977. – 288 с.
15. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М.: Энергоиздат, 1981. – 216 с.

16. Железко Ю.С. Способы расчета числа часов максимальных потерь электроэнергии // Известия вузов Энергетика. – 1990. – №11. – С. 50–52.

17. Фролов В.А. Оценка времени максимальных потерь электроэнергии // Известия вузов Энергетика. – 1990. – №7. – С. 44–46.

18. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987. –

19. Железко Ю.С., Васильчиков Е.А. О рациональных способах определения числа часов наибольших потерь и коэффициента формы графика // Электрические станции. – 1988. – №1. – С. 12–15.

20. Железко Ю.С. Принципы и расчетные формулы нормативного планирования потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. – 1990. – №11. – С. 73–79.

21. Железко Ю.С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов // Электрические станции. – 2001. – №9. – С. 33–38.

22. Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. – 2001. – №10. – С. 9–13.

23. Железко Ю.С. Систематические и случайные погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии // Электрические станции. – 2001. – №11. – С. 9–13.

24. Железко Ю.С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380 / 220 В // Электрические станции. – 2002. – №1. – С. 14–20.

25. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет нормативных характеристик технических потерь электроэнергии // Электрические станции. – 2002. – №2. – С. 45–51.

26. Железко Ю.С., Артемьев А.С., Савченко О.В. Расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях // Энергетик. – 2003. – №2. – С. 29–33.

27. Бибко В.Г., Меженный С.Я., Стафийчук В.Г. Методика расчета расхода электроэнергии на ее транспорт в сельских электрических сетях напряжением 6–110 кВ // Электрические станции. – 1983. – №5. – С. 42–45.

28. Кушнарев Ф.А., Хлебников В.К. Методика экспресс-расчета потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ // Электрические станции. – 2002. – №9. – С. 48–50.

29. Потребич А.А. О планировании потерь энергии в электрических сетях энергосистем // Электрические станции. – 1992. – №1. – С. 23–29.

30. Потребич А.А. О нормировании потерь энергии в электрических сетях промышленных предприятий // Электрические станции. – 2000. – №4. – С.10–12.

31. Потребич А.А., Ткачев В.И. Нормирование потерь энергии в электрических сетях энергокомпаний // Энергетика и электрификация. – 2005. – №3. – С. 27–29.

32. Каялов Г.М. Определение потерь энергии в электрической сети по средним значениям нагрузок в ее узлах // Электричество. – 1976. – №6. – С. 19–24.

33. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 – 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних втрат електроенергії. (ГНД 34. 09. 104 – 2003). – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2004. – 115 с.

34. Гордеев В.И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 184 с.

35. Гордеев В.И. Оптимизация и регулирование электропотребления промышленных предприятий: Учебное пособие. – Новочеркасск, изд. НПИ, 1986. – 124 с.

36. Рогальський Б.С. Проблеми енергозбереження. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах: Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 1996. – 112 с.

37. Рогальський Б.С. Методи розрахунку електроспоживання і компенсуючих установок та системи управління ними (на промислових підприємствах, включаючи нерудні кар'єри). Автореф. дис. докт. техн. наук. – Дніпропетровськ. – 1999. – 37 с.

38. Рогальський Б.С. Определение и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях карьеров // Промышленная энергетика. – 1989. – №5. – С. 31–34.

39. Дерзкий В.Г. Распределение технологического расхода электрической энергии в общих элементах электрической сети между различными потребителями // Энергетика и электрификация. – 2001. – №3. – С. 33–37.

40. Толасов А.Г. Потери на транзит электроэнергии и их распределение между участниками энергообмена // Электрические станции. – 2002. – №1. – С. 20–25.

41. Забелло Е.П., Евсеев А.Н. Распределение потерь электроэнергии в общих элементах электрической сети между

различными потребителями // Промышленная энергетика. – 2002. – №7. – С.37-41.

42. Гамм А.З., Голуб И.И. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе // Электричество. – 2003. – №3. – С. 10-15.

43. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурыкин А.Б. Определение и анализ потерь мощности от транзитных перетоков в электрических сетях энергосистем методом линеаризации // Электрические сети и системы. – 2006. – №1. – С. 5-11.

44. Стогний Б., Павловский В. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях обласных энергоснабжающих компаний // Энергетическая политика Украины. – 2004. – №5. – С. 26-31.

45. Пейзель В., Степанов А. Расчет технических потерь энергии в распределительных электрических сетях с использованием информации АСКУЭ и АСДУ // Электричество. – 2002. – №3. – С. 10-15.

46. Волков А.В., Мирошниченко О.Г. Математическая модель потерь энергии в энергосистеме при транспортировке электроэнергии отдельного электропотребителя // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск Проблеми сучасної електротехніки. Ч. 3 – К.: Інститут електродинаміки НАНУ. – 2006. – С. 29-34.

47. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. – М.: Энергоиздат, 1981. – 200 с.

48. Сиуда И.И., Свешников В.И. Алгоритм расчета мощности компенсирующих устройств в сетях электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1978. – №2. – С. 148-152.

49. Ковалев И.Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 200 с.

50. Чумаченко Н.Г., Заботина Р.И. Теория управленческих решений: Учебн. пособие для вузов. – Киев: Вища школа. Головное изд-во, 1981. – 248 с.

51. Мельничук Л.М. Математичні моделі для оцінювання економічної ефективності енергозбереження в електричних мережах // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2005. – №5. – С. 72-75.

52. Мороз О.В., Мельничук Л.М. Економіко-математичне моделювання потенціалу системного зменшення енерговтрат на промислових підприємствах // Економіка: проблеми теорії та практики. – Вид-во Дніпропетровського національного університету. – 2006. – Вип. 213. – Том V. – С. 1331-1336.

53. Мельничук Л.М. Порівняльний аналіз методів розподілення втрат електричної енергії // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах. – Хмельницький національний університет. – 2005. – № 2. – С. 77–80.

54. Рогальський Б.С., Мельничук Л.М. Визначення та розподілення втрат електричної енергії між споживачами // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2004. – №1. – С. 38–41.

55. Мельничук Л.М. Визначення та розподілення втрат електричної енергії між споживачами з урахуванням їх графіків навантажень // Енергетика та електрифікація. – 2006. – №5. – С. 19–21.

56. Романюк Ю.Ф., Черноус В.М. Розподіл утрат електроенергії між основним споживачем і його субспоживачами в загальних елементах живильних мереж // Енергетика та електрифікація. – 2006. – №5. – С. 22–24.

57. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 331 с.

58. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. – К.: Наукова думка, 1985. – 268 с.

59. Висящев А.Н., Тигунцев С.Г., Луцкий И.И. Влияние потребителей на искажение напряжения // Электрические станции. – 2002. – №7. – С. 26–31.

60. Качество электрической энергии в системах электроснабжения. Учебное пособие // А.Г. Баталов, О.Г. Гриб, Г.А. Сендерович и др. Под ред. О.Г. Гриба. – Харьков: ХНАГХ, 2006. – 272 с.

61. Аналіз втрат потужності в електричних мережах за умов несиметрії та несинусоїдності напруг і струмів / Бурбело М., Бабенко О., Бурбело С., Мельничук Л. // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2005. – №6.

62. Бурбело М.Й., Мадьяров В.Г., Мельничук Л.М. Розподілення втрат електричної енергії за умов несиметрії та несинусоїдності напруг і струмів // Матеріали 1 Міжнародної НТК Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах. – Луцький державний технічний університет. – 2006. – С.91–94.

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

64. Методика розрахунку плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її

споживачами / Ю.В. Щербина, Д.Б. Банін, А.Д. Голота та ін. // Промислова електроенергетика та електротехніка. – 1998. – Вип. 4. – С. 7–37.

65. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України від 17 січня 2002 р. № 19. Зареєстрована в Міністерстві юстиції України 1 лютого 2002 р. за № 93/6381 // Офіційний вісник України. – 2002. – №6.

66. Проблемні питання компенсації реактивної потужності // Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2004. – №5. – С. 4-18.

67. Зорин В.В. К вопросу об оплате за реактивную электрическую энергию // Технічна електродинаміка. – 2004. – №1. – С. 68-72.

68. Зорин В.В., Зорин В.В. Об оплате за перетоки реактивной мощности в условиях рыночных отношений // Технічна електродинаміка. – 2004. – №2. – С. 58-62.

69. Рогальський Б.С., Бурбело Л.М., Нанака О.М. Система розрахунків за реактивну енергію і стимулювання інвестицій в енергозбереження в електроенергетиці // Матеріали міжнародної науково-практичної конференції „Наука і освіта 2003”. – Т. 22. Економіка. – Дніпропетровськ: Наука і освіта, 2003. – С. 41-44.

70. Рогальський Б.С., Нанака О.М. Про використання економічних еквівалентів реактивної потужності для визначення плати за перетікання реактивної електроенергії між енергопостачальними компаніями і їх споживачами // Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2004. – №4. – С. 44–51.

71. Бурков В.Н. Основы математической теории активных систем. – М.: Наука, 1977.

72. Бурков В.Н., Кондратьев В.В. Механизмы функционирования организационных систем. – М.: Наука, 1981. – 384 с.

73. Бурков В.Н., Новиков Д.А. Теория активных систем: Системы и перспективы. – М.: Энергоатомиздат, 1999. – 200 с.

74. Новиков Д.А., Петраков С.Н. Курс теории активных систем. – М.: Синтег, 1999. – 103 с.

75. Новиков Д.А. Стимулирование в организационных системах. – М.: СИНТЕГ, 2003. – 312 с.

76. Цветков А.В. Стимулирование в управлении проектами. – М.: ООО «НИЦ «АПОСТРОФ», 2001. – 143 с.

77. Мельничук Л.М. Система оплати за реактивну енергію на основі оптимального ступеня компенсації // Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції „Фінансові ресурси регіону: організація та управління”. 9-11 листопада 2006 р. – Івано-Франківськ, – 2007. – С. 263–264.

78. Мельничук Л.М. Система оплати за реактивну енергію на основі оптимального ступеня компенсації // Актуальні проблеми розвитку економіки регіону: Науковий збірник / Івано-Франківськ: Вид. Прикарпатського національного університету. – 2007. – Вип. 3. – Т.2. – С. 466–469.

79. Рогальський Б.С. Компенсація реактивної потужності. Методи розрахунку, способи та технічні засоби управління. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006. – 236 с.

80. Ковалко М.П., Денисюк С.П. Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України. – К.: УЕЗ, 1998. – 506 с.

81. Сайт НАЕК „Енергоатом” – Режим доступу : <http://www.energoatom.kiev.ua>.

82. Комплексный анализ эффективности технических решений в энергетике / Ю.Б. Гук, П.П. Долгов, В.Р. Огороков и др.; Под ред. В.Р. Огорокова и Д.С. Щавелева. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 176 с.

83. Праховник А.В., Іншеков Є.М. Побудова енерго-ефективної економіки України через створення ієрархічної системи енергетичного менеджменту // Вісник ХДТУСГ. – Випуск 27 „Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України”. – Том 1. – 2004. – С. 113-120.

84. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчётов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.

85. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем энергообъединений. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987. – 84 с.

86. Потребич А.А. Эффективность выбора мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем // Электрические станции. – 2001. – №5. – С. 34–36.

87. Сваткова Н., Якименко А. Деньги на развитие: Возможности привлечения средств на предприятия // ММ. Деньги и технологии. – 2003. – №7-8. – С. 54–57.

88. Мороз-Письменна У.Є. Тарифний електроенергетичний кредит і тарифний електроенергетичний кредит-інвестиція як

альтернативні механізми ціноутворення для залучення інвестицій // Наукові вісті НТУУ „КПІ”. – 2004. – №6. – С. 5–10.

89. Херцл Й. Бизнес-треугольник: Опыт внедрения энергосберегающих технологий в Украине // ММ. Деньги и технологии. – 2002. – №11. – С. 46–48.

90. Мельничук Л.М. Система стимулювання енергозбереження на основі компенсації реактивної потужності в електричних мережах промислових підприємств // Економіка: проблеми теорії та практики. – Видавництво Дн.ГУ. – 2006. – Вип. 214. – Том III. – С. 710–714.

91. Праховник А.В., Трапп Г.Р. Контроль і нормалізація енергоспоживання // Управління енерговикористанням: Збірка доповідей. – Альянс за збереження енергії. – 2001. – С. 387–397.

92. Редченко К. Традиционное и современное понимание управленческого контроля // Менеджмент сегодня. – 2003. – №4(16). – С. 2–10.

93. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

94. Мельничук Л. Методологія обліку втрат електричної енергії // Тези доповідей VIII Міжнародної конференції КУСС – Вінниця – 2005. – С. 150.

95. Мельничук Л.М. Методологія обліку втрат електричної енергії // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія. – 2006. – №1. С. 31–34.

96. Рогальський Б., Свірідов М., Мельничук Л. Контроль втрат електричної енергії в мережах промислових підприємств // Тези доповідей VII Міжнародної конференції КУСС. – Вінниця – 2003. – С. 163.

97. Рогальський Б.С., Свірідов М.П., Мельничук Л.М. Контроль втрат електричної енергії в мережах промислових підприємств // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2003. – №6. – С. 225–227.

98. Рогальський Б.С. Проблеми енергозбереження. Нормування і прогноз електроспоживання (на прикладі гірничих підприємств): Навчальний посібник. – Вінниця: Універсум–Вінниця, 1996. – 151с.

99. Рогальський Б.С., Бірюков О.О., Мельничук Л.М. Визначення втрат електричної енергії на основі норм її питомого споживання // Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2003. – №2. – С. 48–52.

100. Рогальський Б.С., Мельничук Л.М. Наближені оцінки часу максимальних втрат // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2003. – №2. – С. 59–64.

101. Рогальський Б.С. Методи визначення і прогнозування електричних навантажень промислових підприємств. – Вінниця: Вид. Вінниця, 1996. – 96 с.

102. Мельничук Л.М. Прогнозування навантажень розподільних електричних мереж // Вісник Харківського державного технічного університету сільського господарства. – Випуск 27 „Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України”. – Том 1. – 2004. – С. 153–156.

103. Гнеденко Б.В. Курс теории вероятности. – М.: Наука, 1988. – 448 с.

104. Ковалев Ф.С., Мелехин В.Т. Хозрасчетные стимулы рационального использования энергетических ресурсов в промышленности. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 96 с.

105. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А., Апрыткин В.Н. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций // Энергосбережение. – 2000. – №3.

106. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия / Воротницкий В.Э., Калинкина М.А., Комкова Е.В., Пятигор В.И. // Энергосбережение. – 2005. – №3.

107. Рогальський Б.С. Управління енергозбереженням на промислових підприємствах // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах. – 2000. – №3. – С. 169-172.

108. Системи стимулювання енергозбереження і управління ним на промислових підприємствах / Рогальський Б.С., Бірюков О.О., Мельничук Л.М., Войтюк Ю.П. // Матеріали доповідей VII Міжнародної конференції КУСС. – Вінниця – 2003. – С. 159-162.

Наукове видання

Михайло Йосипович Бурбело
Людмила Михайлівна Мельничук

Стимулювання зменшення втрат в електричних мережах

Монографія

Редактор С. Малішевська

Оригінал-макет підготувала Л. Мельничук

Видавництво ВНТУ «УНІВЕРСАМ-Вінниця»
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25. 12. 2001 р.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114
тел. (0432) 59-85-32

Підписано до друку 19.06.2008 р.
Формат 29,7 x 421/4 Папір офсетний
Гарнітура Times New Roman
Друк різнографічний Ум. друк. арк. 7,62
Наклад 100 прим. Зам. № 2008-086

Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького національного технічного університету
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25. 12. 2001 р.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114
тел. (0432) 59-81-59