

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ Петро ПЛЄШКОВ
“ “ _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти
на тему:
«Дослідження структури та методів розрахунку втрат
електричної енергії в різних режимах роботи
розподільчих електричних мережах»
«Investigation of the structure and methods for calculating
electricity losses in different modes of operation of
distribution power grids»

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу групи ЕЕ-22М
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»,
освітньо-професійної програми
«Електротехнічні системи
електроспоживання»
_____ Артем ЗАЛІЗЬКИЙ
«_____» _____ 2023 р.

Керівник роботи
доцент, канд.техн.наук
_____ Ігор ПЕРЕВЕРЗЄВ
«_____» _____ 2023 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Петро ПЛЄШКОВ

«_____» _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Залізького Артема Андрійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Дослідження структури та методів розрахунку втрат електричної енергії в різних режимах роботи розподільчих електричних мережах
Investigation of the structure and methods for calculating electricity losses in different modes of operation of distribution power grids

2. Керівник роботи (проекту) Переверзєв Ігор Олексійович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 20.12.2023 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи

1. Дослідження розрахункових втрат електричної енергії. 2. Практичні методи розрахунку навантажувальних втрат електричної енергії. 3. Втрати електричної енергії в елементах електричної мережі. 4. Заходи зниження втрат електричної енергії. 5. Обґрунтування заходів технічно-економічного характеру для скорочення втрат електроенергії у розподільчих мережах. 6 Охорона праці.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>доц., к.т.н. І.В. Савеленко</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Дослідження розрахункових втрат електричної енергії</i>	<i>10.10.2023</i>	
2	<i>Практичні методи розрахунку навантажувальних втрат електричної енергії</i>	<i>24.10.2023</i>	
3	<i>Втрати електричної енергії в елементах електричної мережі</i>	<i>07.11.2023</i>	
4	<i>Заходи зниження втрат електричної енергії</i>	<i>18.11.2023</i>	
5	<i>Обґрунтування заходів технічно-економічного характеру для скорочення втрат електроенергії у розподільчих мережах</i>	<i>25.11.2023</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>01.12.2023</i>	
7	<i>Оформлення пояснювальної записки</i>	<i>08.12.2023</i>	
8	<i>Оформлення презентаційної частини роботи</i>	<i>18.12.2023</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника

Ігор ПЕРЕВЕРЗЄВ

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача

Артем ЗАЛІЗЬКИЙ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 95 с.; 15 рис.; 82 табл.; 16 джерел, 1 додаток

Залізький А.А. Дослідження структури та методів розрахунку втрат електричної енергії в різних режимах роботи розподільчих електричних мережах. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2023 р.

Актуальність даного дослідження полягає в тому, що проблема оцінки та зменшення втрат електроенергії залишається важливим напрямком досліджень для підвищення енергоефективності розподілу електроенергії.

Метою даної роботи є системний підхід до вирішення проблеми оцінки та зменшення втрат електроенергії в електричних мережах.

Проведені дослідження енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності розподільчих електричних мереж. Проведений аналіз теоретичних та практичних методів розрахунку навантажувальних втрат електричної енергії. Проведений аналіз структури заходів щодо зниження втрат електричної енергії та запропонована методика оцінки ефективності цих заходів. Проведені розрахунки економічної ефективності деяких заходів щодо зниження втрат електричної енергії.

Результати роботи можуть бути використані в енергомережевих підприємствах, енергозберігаючих підрозділах підприємств, управлінні видами споживання електричної енергії, у навчальному процесі.

Ключові слова: система електропостачання, схема мережі, втрати електричної енергії, інтегральний дисконтований чистий прибуток, інвестиційний проект, системний економічний ефект, строк окупності витрат.

SUMMARY

Qualification work: 95 p.; 15 Fig.; 28 tables; 16 sources

Zalizkyi A. Investigation of the structure and methods for calculating electricity losses in different modes of operation of distribution power grids. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, " Electrotechnical Systems of Power Consumption". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2023.

The relevance of this study lies in the fact that the problem of estimating and reducing electricity losses remains an important area of research for improving the energy efficiency of electricity distribution.

The purpose of this work is a systematic approach to solving the problem of estimating and reducing electricity losses in electrical networks.

Conducted research on energy saving and increasing the energy efficiency of distribution electric networks. The analysis of theoretical and practical methods of calculating load losses of electrical energy was carried out. An analysis of the structure of measures to reduce electrical energy losses was carried out and a methodology for evaluating the effectiveness of these measures was proposed. Calculations of the economic efficiency of some measures to reduce electrical energy losses have been carried out.

The results of the work can be used in energy network enterprises, energy-saving divisions of enterprises, management of types of electric energy consumption, in the educational process.

Key words: power supply system, network diagram, electrical energy losses, integrated discounted net profit, investment project, systemic economic effect, payback period.

ЗМІСТ

	Перелік скорочень	7
	Вступ	8
1.	Дослідження розрахункових втрат електричної енергії	11
1.1.	Баланс електричної енергії	11
1.2.	Структура втрат електричної енергії	14
1.3.	Величина і динаміка втрат електроенергії в електричних мережах	16
2.	Практичні методи розрахунку навантажувальних втрат електричної енергії	19
2.1.	Метод оперативних розрахунків	23
2.2.	Метод розрахункових діб	24
2.3.	Метод середніх навантажень	30
2.4.	Метод числа годин найбільших втрат потужності	33
2.5.	Метод оцінки втрат за узагальненою інформацією про схеми і навантаження мережі	35
2.6.	Метод оцінки втрат електроенергії в лініях 0,38 кВ залежно від величини втрат напруги	38
3.	Втрати електричної енергії в елементах електричної мережі	41
3.1.	Втрати холостого ходу в силових трансформаторах	42
3.2.	Втрати в компенсуючих пристроях	45
3.3.	Втрати в вентильних розрядниках, обмежувачах перенапруги, пристроїв приєднання високочастотного зв'язку	46
3.4.	Втрати електричної енергії в вимірювальних трансформаторах і лічильниках прямого включення	47
3.5.	Втрати в ізоляції кабельних ліній	47
3.6.	Втрати електричної енергії, обумовлені допустимою похибкою системи обліку	48
4.	Заходи зниження втрат електричної енергії	50
4.1.	Структура заходів зниження втрат електричної енергії	50
4.2.	Оптимальне управління по напрузі і потужності в мережі 110 кВ і вище	54
4.3.	Оптимальне управління за місцем розмикання мереж з двостороннім живленням 6... 10 кВ	55
4.4.	Проведення перемикань в схемі мережі, що забезпечує зниження втрат електроенергії, за рахунок перерозподілу її потоків по лініях електропередачі	56
4.5.	Здійснення регулювання напруги в центрах живлення мереж 6...110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії	57

4.6.	Введення в роботу невикористовуваних засобів автоматичного регулювання напруги (АРН) на трансформаторах з РПН	57
4.7.	Вимкнення одного з трансформаторів при низьких навантаженнях на підстанції з двома трансформаторами	58
4.8.	Відключення трансформаторів на підстанціях з сезонним навантаженням	60
4.9.	Вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ	60
4.10.	Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження	63
4.11.	Установка і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистеми	64
4.12.	Заміна проводів на перевантажених лініях	65
4.13.	Заміна перевантажених, установка і введення в експлуатацію додаткових силових трансформаторів на діючих підстанціях	66
4.14.	Заміна недовантажених силових трансформаторів	67
4.15.	Установка і введення в роботу регулювальних трансформаторів	68
4.16.	Перевід електричних мереж на більш високе номінальну напругу	68
4.17.	Застосування нового енергозберігаючого обладнання	69
5.	Обґрунтування заходів технічно-економічного характеру для скорочення втрат електроенергії у розподільчих мережах	72
	Висновки	84
	Список літератури	86
	Додатки	88
A	Охорона праці	89

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ЕЕ - електрична енергія

ЕП - електропередача

ЛЕП - лінія електропередачі

ПС – підстанція

ТМО - територіальна мережева організація

ПЛ - повітряна лінія

ТП - трансформаторна підстанція

СК - синхронний компенсатор

ТН – трансформатор напруги

ПКРП - пристрої компенсації реактивної потужності

ППВЧ - пристрої приєднання високочастотного зв'язку

ІДЧП - інтегральний дисконтований чистий прибуток

ВСТУП

Ефективне використання електроенергії в усіх аспектах її споживання дозволяє звільнити наявні генераційні потужності та відкласти запуск нових блоків енергогенерації на електростанціях, що будуються. Зниження втрат електричної енергії під час її передачі та використання призводить до збереження енергії та зростання ефективності роботи енергетичного та промислового обладнання.

В Україні ухвалені законодавчі акти з питань "Про енергозбереження", Постанова ВР від 01.07.1994 №75/94-ВР, та "Про електроенергетику", від 16.10.1997 №575/97-ВР. Закони покликані створити юридичні, економічні та організаційні основи для стимулів збереження енергії та покращення її ефективного використання.

Закон встановлює принципи правового впорядкування в області енергозбереження та зростання енергетичної ефективності:

- 1) ефективне та розсудливе використання енергетичних ресурсів;
- 2) підтримка та заохочення заходів збереження енергії та її ефективного використання;
- 3) системний та комплексний підхід до проведення заходів зі збереження енергії та підвищення енергетичної ефективності;
- 4) планування збереження енергії та забезпечення ефективного її використання;
- 5) використання енергетичних ресурсів, зважаючи на ресурсозабезпечення, виробничо-технологічні, екологічні та суспільні фактори.

У сфері енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності, закон передбачає державне регулювання, яке проводиться шляхом впровадження:

- 1) норм до обігу окремих товарів, важливість яких передбачає використання енергоресурсів;
- 2) заборони чи обмеження вироблення та обігу в країні товарів із низькою енергоефективністю, за умови наявності на ринку чи запровадження товарів схожого призначення, що відрізняються високою енергоефективністю, в достатній кількості для задоволення потреб споживачів;
- 3) обов'язки щодо обліку використовуваних енергоресурсів;
- 4) критерії енергоефективності будинків, споруд, конструкцій;
- 5) обов'язки проведення обов'язкових енергетичних інспекцій;
- 6) вимоги до енергетичного сертифіката;
- 7) зобов'язання реалізації заходів енергозбереження і підняття енергетичної ефективності стосовно спільної власності власників квартир у багатоквартирному домі;
- 8) критерії енергетичної ефективності товарів, робіт, послуг, які замовляються на потреби державних чи муніципальних замовлень;
- 9) вимоги до регіональних і муніципальних програм у сфері енергозбереження і підвищення енергетичної ефективності;
- 10) стандарти програм енергозбереження і підняття енергоефективності для організацій за участі держави чи муніципальної освіти, а також для суб'єктів, що провадять регульовані господарські види діяльності;
- 11) принципи функціонування державної інформаційної системи у сфері зберігання енергії та зростання ефективності використання енергоресурсів;
- 12) обов'язки поширення інформації у галузі енергозбереження та збільшення енергетичної продуктивності;
- 13) завдання реалізації інформаційних та освітніх програм у сфері енергозбереження та збільшення енергетичної ефективності.

Тлумачення понять енергозбереження та енергетична продуктивність в законі надані так:

- енергозбереження – діяльність здійснення організаційних, юридичних, технічних, технологічних, економічних та інших заходів, спрямованих на збільшення обсягу використовуваних енергоресурсів із утриманням відповідного рівня корисної дії від їх використання (включно із обсягом виробленої продукції, наданих послуг, здійснених робіт);

- енергоефективність – параметри, які віддзеркалюють співвідношення корисних наслідків застосування енергоресурсів до затрат енергоресурсів для досягнення цього ефекту, у контексті продукції, технологічного процесу, юридичної особи, індивідуального підприємця.

Підпрограма «Енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності в електроенергетиці» в секторі електромережевого господарства містить поліпшення технічного стану, розширення освоєння та запровадження інноваційних енергоефективних технологій, створення на їх основі проектних рішень, внутрішніх чи зарубіжних ліцензійних технологій, що передбачають етап демонстраційних проектів, їх стандартизацію і серійне проектування. Ключовою умовою для виконання завдань в області збереження енергії та її ефективного використання в електроенергетиці є розробка нових технологій та освоєння виробництва нового обладнання вітчизняним енергетичним машинобудуванням.

Головні технічні завдання збереження енергії та підвищення її ефективності в електромережевому господарстві полягають у зменшенні втрат електроенергії та вдосконаленні системи обліку комерційної та технічної електроенергії у електричних мережах та у споживачів.

Є плани здійснення масштабних робіт по реконструкції електричних мереж, з метою підвищення їх надійності та продуктивності.

1. ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1. Баланс електричної енергії

Баланс формується для багатьох процесів, які відбуваються у діях людства й природних явищах.

Баланс - (фр. *balance*— терези) 1) спосіб відтворення балансу між пов'язаними величинами, що піддаються неперервним змінам. Баланс створюється на конкретну дату у формі таблиці, розділеної на «дебет» і «кредит». На рівні макроекономіки складаються баланси у товарних одиницях (матеріальні баланси, паливні баланси) і у фінансових (баланс платежів), на рівні мікроекономіці — баланси підприємств, банків тощо; 2) відношення між потенційними можливостями та їх реальним використанням.

Енергетичні об'єкти створюють енергетичні баланси, включно з балансами електричної енергії, де кількість електричної енергії, що поступила на об'єкт за визначений період часу, завжди відповідає сумі електричної енергії, відпущеної з об'єкта та спожитої на ньому.

Кожна електромережева компанія створює електричний баланс енергії - набір показників, які описують отримані обсяги електроенергії, передані споживачам, і реальні затрати електричної енергії (ЕЕ), що виникли в зазначених даної мережевої компанії об'єктах електропостачального господарства. Ця величина еквівалентна об'єму електричної енергії, отриманої в об'єкти електропостачання та організації, зменшеному за кількість електричної енергії, що передана з об'єктів електропостачання такої компанії в об'єкти мережевої організації пов'язаних мереж і інших учасників оптового та роздрібного ринків електроенергії.

Фактичні втрати електроенергії визначаються на основі балансу електричної енергії. Специфічний небаланс електричної енергії для певних елементів інфраструктури мережевої компанії також виявляється через баланс.

Баланс укладається щомісяця і щороку. Місячний баланс використовується для забезпечення точності відомостей лічильників та їхнього робочого стану, що є основою для обчислення реальних втрат електроенергії, які повинні бути придбані мережевою фірмою. Річний баланс є важливим для аналізу ефективності заходів із збереження енергії і енергетичної ефективності мережевої компанії, стандартизації втрат електроенергії та розробки тарифів на електрику. Оглядаємо компоненти балансу електричної енергії для територіальної мережевої організації (ТМО).

Звітні фактичні втрати електричної енергії $\Delta W_{\text{факт}}$ у ТМО обчислюються як результат наступного відношення:

$$\Delta W_{\text{ФАКТ}} = W_{\text{ОС}} - W_{\text{СПОЖ}}, \quad (1.1)$$

де $W_{\text{ос}}$ - це кількість електроенергії, відданої в мережу ТМО (постачання електроенергії в мережу); $W_{\text{спож}}$ - це кількість електроенергії, яка була передана (спожита).

Постачання електроенергії в електричну мережу ТМО $W_{\text{ос}}$ обчислюється як різниця між кількістю прийнятої електроенергії до мережі та витратами енергії з мережі на межі балансного приналежності:

$$W_{\text{ОС}} = W_{\text{ПЕ}} - W_{\text{ОЕ}}, \quad (1.2.)$$

де $W_{\text{ПЕ}}$ - це об'єм електроенергії, що надійшов в електромережу ТМО за межі балансової належності (постачання електроенергії); $W_{\text{ОЕ}}$ - це об'єм електроенергії, що вийшов з електричної мережі ТМО за межі балансової належності (відпуск електроенергії).

Отже, витрати електроенергії у ТМО

$$\Delta W_{\text{ФАКТ}} = W_{\text{ПЕ}} - W_{\text{ОЕ}} - W_{\text{СПОЖ}}, \quad (1.3)$$

для компаній, що обслуговують мережі (МК)

$$\Delta W_{\text{ФАКТ}} = W_{\text{ПЕ}} - W_{\text{ОЕ}}. \quad (1.4)$$

На рис.1.1 візуалізовано розподіли невикористаної електроенергії для ТМО та МК.

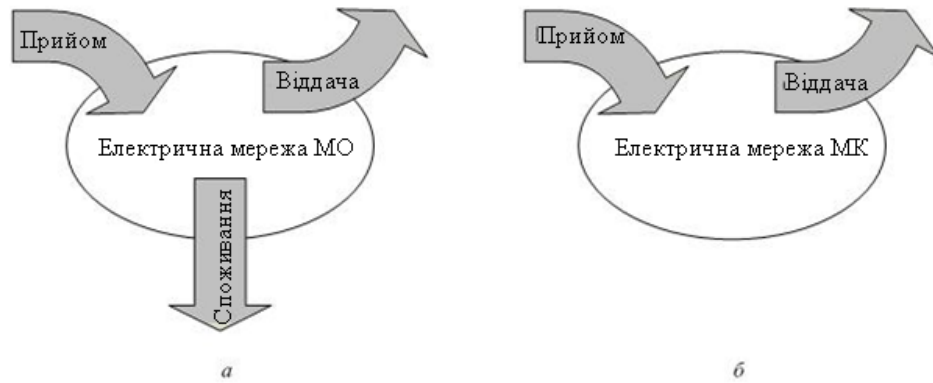


Рис.1.1. Баланс електричної енергії для одного рівня напруги

По всій електромережі ТМО

$$\Delta W_{\text{ФАКТ}} = \Delta W_{\text{ФАКТ}}^{\text{ВН}} + \Delta W_{\text{ФАКТ}}^{\text{СНІ}} + \Delta W_{\text{ФАКТ}}^{\text{СНІІ}} + \Delta W_{\text{ФАКТ}}^{\text{НН}} \quad (1.5)$$

Детальний склад балансу виписується за об'єктами та рівнями напруги у форматі таблиці 1.1. У таблицю вводять втрати, отримані розрахунковим шляхом - технологічні втрати. З зіставлення фактичних і розрахункових втрат електричної енергії знаходять так звані нетехнічні електричної енергії.

Таблиця 1.1. Представлення табличної форми укрупненого балансу електричної енергії ТМО, тис.кВт·год

№ п/п	Найменування показника	Чисельне значення показників за рівнями напруги					
		Всього	220 кВ	110 кВ	20-35 кВ	6-10 кВ	до 1 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Прийом електроенергії в мережу, всього						
2	Віддача електроенергії з мережі, всього						
3	Прийом електроенергії з мережі суміжної напруги, всього						
4	Віддача електроенергії в мережу суміжної напруги, всього						
5	Відпуск електроенергії в мережу (п.1 – п.2 + п.3)						
6	Об'єм (кількість) переданої (спожитої) електроенергії, всього						
7	Фактичні (звітні) втрати електроенергії в мережі (п.5 – п.6 – п.4)						

продовження таблиці 1.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Технологічні втрати електроенергії, всього						
9	Нетехнологічні втрати електроенергії (п.7 – п.8)						

1.2. Структура втрат електричної енергії

По всій електромережі спостерігаються втрати електроенергії в увімкненому обладнанні під напругою. Певна частина цих втрат зумовлена потужністю, яка розподіляється по ділянках мережі, інша ж практично не залежить від використання обладнання, а визначається такими аспектами, як, наприклад, прикладена напруга, частота струму, кліматичні умови та ін.

Згідно з фізичною суттю та особливостями методик визначення, реальні втрати електроенергії класифікують на чотири головні категорії:

1) технічні втрати, які зумовлені фізичними явищами під час передачі електроенергії через електричні мережі;

2) витрати електроенергії на внутрішні потреби (ВП) підстанцій, необхідні для забезпечення функціонування технічного обладнання підстанцій та створення умов для діяльності обслуговуючого персоналу;

3) втрати електроенергії, що виникають через допустимі похибки системи обліку електроенергії (втрати через не повний облік електроенергії, метрологічні втрати);

4) комерційні втрати (нетехнічні втрати), які викликані недоліками управління та контролю споживання та крадіжками електроенергії.

Перші три категорії втрат можливо розрахувати, використовуючи закони електротехніки, фізики та статистичні дані, отримані за допомогою вимірювань, та також згідно з параметрами метрологічних характеристик та режимів роботи вимірювальних приладів для електроенергії. Отримання комерційних втрат можливе тільки через визначення різниці між фактичними втратами та загальною сумою перших трьох компонентів.

Технічні втрати, витрати на ВП підстанцій і втрати в системі обліку, які допустимі похибкою системи обліку, є технологічними втратами електроенергії. У кожній з цих категорій технологічних втрат електроенергії існують виділені втрати у різноманітному обладнанні, що спричинені різними фізичними явищами. До того ж на втрати електроенергії впливають зовнішні чинники, що знаходять відображення в назвах видів втрат та в методиках розрахунку цих втрат.

На рисунку 1.2 представлена структура втрат електроенергії в електричних мережах.

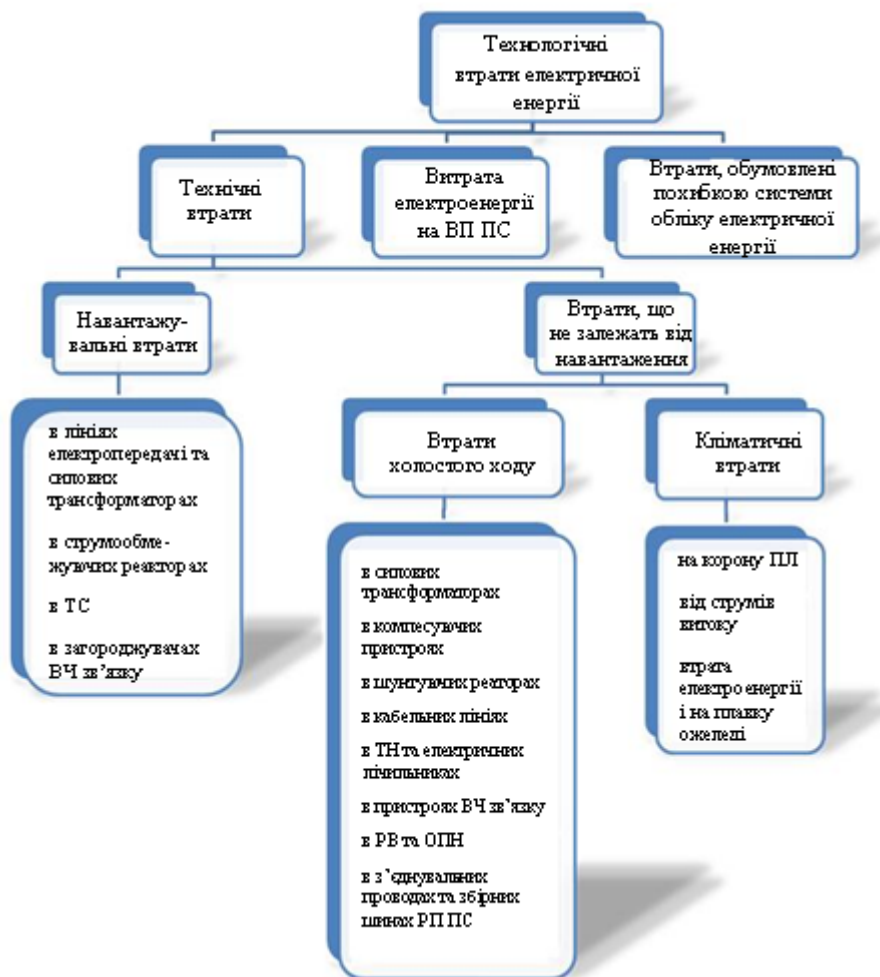


Рис. 1.2. Структура технологічних втрат електроенергії

Технічні втрати в електричних мережах переважно спостерігаються у ЛЕП та силових трансформаторах. На рисунку 1.3 наведено розподіл втрат за видами

електрообладнання електричних мереж в Україні з поділом на навантажувальні втрати і втрати, не залежні від навантаження.

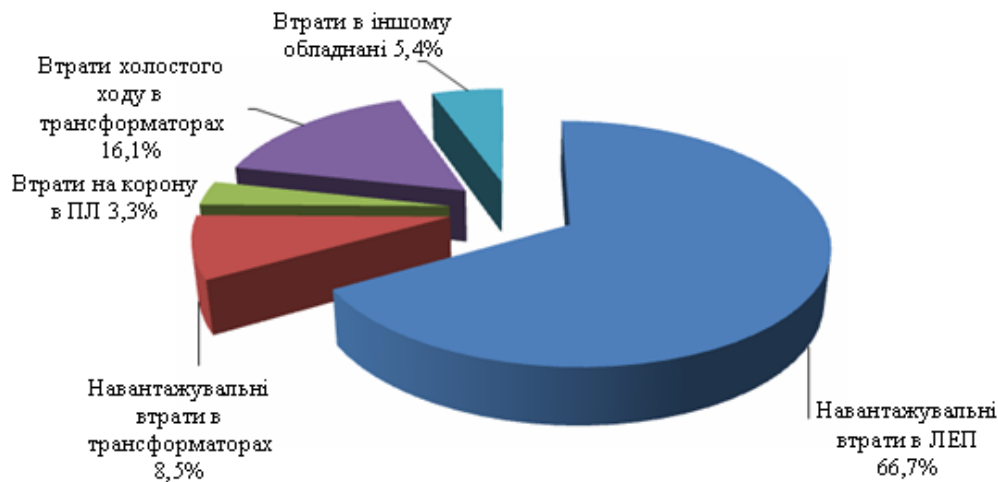


Рис.1.3. Розподіл втрат енергії в електромережах залежно від типу електрообладнання

1.3. Величина і динаміка втрат електроенергії в електричних мережах

Загальний обсяг втрат обумовлено великою кількістю чинників, що виникають на етапі розробки мережі та в ході її використання. Вважається за необхідне, що кількість електроенергії, що губиться при передачі, має бути значно меншою за кількість переданої енергії. У такому випадку передача стає економічно виправданою.

Внутрішні електромережі країни поділяють на два головні мережеві комплекси - магістральні та розподільчі мережі. До магістральних електромереж відносяться крупні системоутворюючі мережі і міжсистемні лінії передачі електроенергії 150-220 кВ та вище. До розподільних мереж відносять ЛЕП 220 кВ і електричні мережі з напругою 110 кВ та нижче. Приблизно 78% усіх втрат енергії в електромережах припадає на розподільчий комплекс, а інші 22% - на магістральні мережі.

Інформація щодо виробництва та використання електроенергії подається в різноманітних джерелах, виходячи із різних критеріїв. Це стає наслідком

реструктуризації в енергетичному секторі, віднесенням різних типів мереж за різними класифікаціями та іншими факторами.

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії в мережах є складним і комплексним завданням, що потребує значних інвестицій. Ці інвестиції необхідні для поліпшення розвитку електричних мереж, удосконалення систем вимірювань, впровадження новітніх інформаційних технологій у сфері енергозбуту, управління режимами мережі, навчання персоналу і забезпечення засобами для перевірки і виміру електроенергії тощо.

Протягом 1998-2005 років втрати електроенергії в Україні відносно її подачі до мережі складали понад 12%. Якщо ж порівняти з 1980-ми роками, де показник втрат був на рівні 9,2%, то у 2003 році спостерігалось пікове значення - 13,15%. У деяких енергетичних системах цей показник перевищував 20%, а в деяких організаціях електромереж рівень втрат доходив до 40-50%.

У різних кутках світу відносні показники втрат електроенергії варіюються. Різницю зумовлюють розміри територій, густота населення, географічне розташування, ступінь промислового розвитку, внутрішня політика держави та ін. На рисунку 1.4 показано обсяг виробленої електроенергії, на рисунку 1.5 представлені відсоткові втрати електроенергії у деяких країнах світу за 2019 рік.

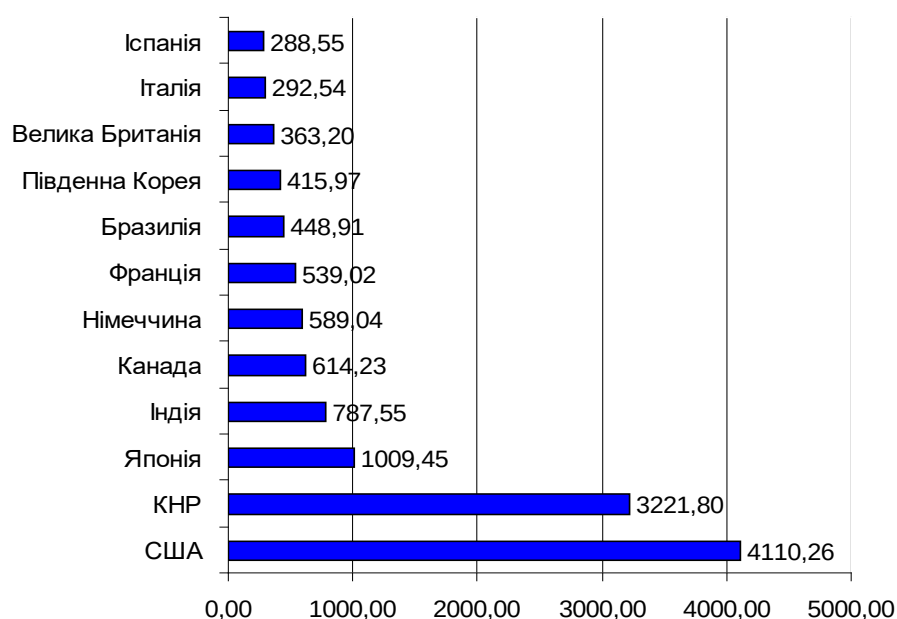


Рис. 1.4. Вироблення електричної енергії в деяких країнах світу, млрд.кВт·год, у 2019 році

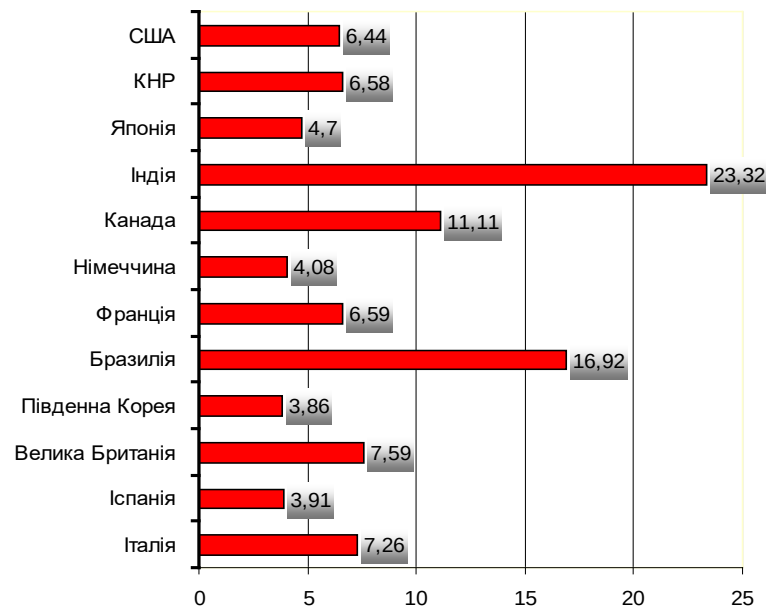


Рис. 1.5. Втрата електричної енергії в деяких країнах світу, у відсотках, у 2019 році

Аналітичний огляд показує залежність відносних втрат у системах електропостачання України в контексті частоти використання електроенергії промисловістю (у процентах від обсягу корисного відпуску), де більша частка промислового споживання приводить до зменшення відносних втрат. Водночас, в системах з великою часткою дрібномоторного та побутового споживання електроенергії, зазвичай, втрати відчутно вищі.

Втрати електроенергії обумовлені також соціальними чинниками, як-от рівень добробуту населення, політикою країни, кризові тенденції та інше.

З усього обсягу технічних втрат приблизно 78% відбувається в електричних мережах 110 (150) кВ та нижче, у тому числі 33,5% припадають на мережі 0,38-10 кВ.

Експерти вітчизняні та західні оцінюють, що оптимальні загальні технічні втрати електроенергії в електромережах 0,38-1150 кВ мають не перевищувати 4-6%. Технічні втрати в електромережах максимальні не мають бути вищими за 10-12% від обсягу виданої електроенергії у мережу.

У електромережах різного рівня напруг допустимі втрати електроенергії не мають перевищувати: 330 кВ та вище - 2...4%; 110 (150) кВ - 4...6%; 35 кВ - 6...8%; 6-10 кВ - 8...10%; до 1 кВ - 10...14%.

2. ПРАКТИЧНІ МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ НАВАНТАЖУВАЛЬНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Виникають втрати потужності в елементі електричної мережі, коли через нього проходить струм в трифазній системі змінного струму з опором R

$$\Delta P = I_A^2 R + I_B^2 R + I_C^2 R = (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) R, \quad (2.1)$$

де I_A , I_B та I_C - ефективні значення струму фаз А, В і С в мережевому елементі.

У випадку сталого струму і рівномірної завантаженості фаз $I_A = I_B = I_C = I$, втрати електричної енергії за часовий період T будуть такими:

$$\Delta W = \Delta P T = 3 I^2 R T. \quad (2.2)$$

Ці втрати змінюватимуться з плином часу T

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt = 3R \int_0^T I^2(t) dt. \quad (2.3)$$

Площа, охоплена кривою $\Delta P(t)$, буде відповідати площі прямокутника із сторонами ΔP_{cp} та T , де ΔP_{cp} уособлює середні по часу T втрати потужності, рисунок 2.1,

$$\Delta W = \Delta P_{cp} T. \quad (2.4)$$

Значення ΔP_{cp} виходить як

$$\Delta P_{cp} = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta P(t) dt = \frac{3R}{T} \int_0^T I^2(t) dt, \quad (2.5)$$

де $\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt$ середнє значення квадрату струму протягом періоду часу T .

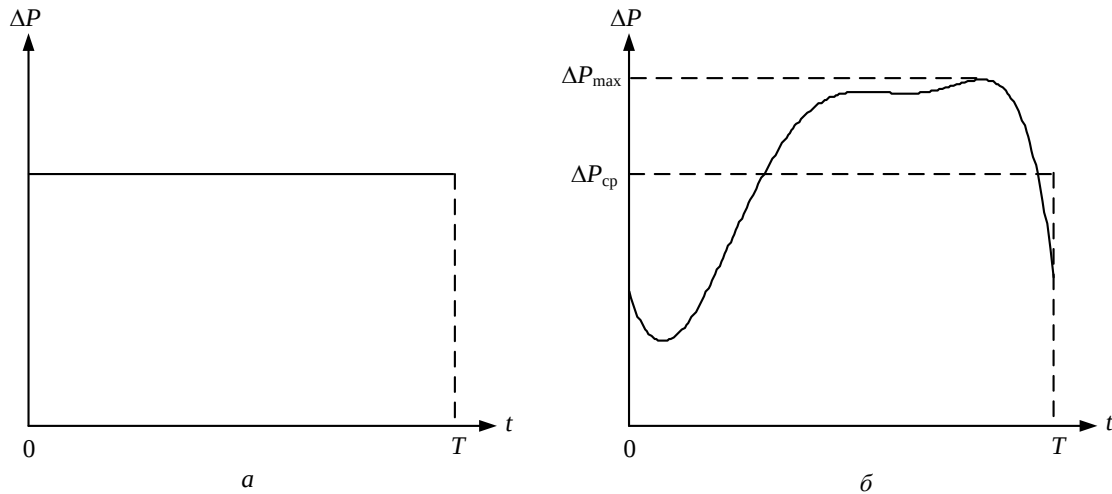


Рис. 2.1. Визначення втрат електричної енергії:
а - у разі постійного струму; б - при зміні струму

Корінь квадратний з цієї величини є середньоквадратичний струм на інтервалі часу T :

$$I_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt} \quad (2.6)$$

Таким образом, в загальному випадку

$$\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 RT. \quad (2.7)$$

Для оцінки за формулою (2.6), якщо це не завжди доступно, застосовується кроковий графік струму: I_i ($i=1,2,\dots,N$), де N визначає кількість ступінчастих рівнів на графіку струму.

$$I_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i^2} \quad (2.8)$$

Формулюємо залежність між середньоквадратичним значенням і середнім значенням струму за часовий проміжок T . Вводимо відхилення струму I_i від середнього $I_{\text{ср}}$: $\Delta I_i = I_i - I_{\text{ср}}$, це дасть нам середньоквадратичне відхилення струму від його середнього значення:

$$\begin{aligned}
\Delta I_{\text{ср.кв}}^2 &= \sigma_I^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta I_i^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (I_i - I_{\text{ср}})^2 = \\
&= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i^2 - 2I_{\text{ср}} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\text{ср}}^2 = \\
&= I_{\text{ср.кв}}^2 - 2I_{\text{ср}}^2 + I_{\text{ср}}^2 = I_{\text{ср.кв}}^2 - I_{\text{ср}}^2,
\end{aligned}$$

звідки

$$I_{\text{ср.кв}}^2 = I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2. \quad (2.9)$$

а для електричних втрат отримуємо

$$\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 RT = 3(I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2) RT. \quad (2.10)$$

Із цього виходять два основних методи для обчислення втрат електроенергії в мережах. Метод перший – це використання середніх навантажень. Виносячи $I_{\text{ср}}^2$ зсередини (2.10), ми отримаємо

$$\Delta W = 3I_{\text{ср}}^2 \left(1 + \frac{\sigma_I^2}{I_{\text{ср}}^2} \right) RT = 3I_{\text{ср}}^2 k_{\phi}^2 RT = \Delta P_{\text{ср}} k_{\phi}^2 T, \quad (2.11)$$

де $k_{\phi}^2 = 1 + \frac{\sigma_I^2}{I_{\text{ср}}^2} = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{ср}}^2}$ обчислюється як квадрат коефіцієнта форми графіка

струму на інтервалі часу T .

Другий метод базується на (2.10) і включає в себе множення та ділення виразу, розташованого праворуч, на квадрат максимального на інтервалі часу T струму I_{max}^2 .

$$(I_{\text{max}} = \max_i (I_i), i = 1, 2, \dots, N).$$

$$\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 RT \frac{I_{\text{max}}^2}{I_{\text{max}}^2} = 3I_{\text{max}}^2 \left(\frac{I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2}{I_{\text{max}}^2} \right) RT = 3I_{\text{max}}^2 \tau_0 RT = \Delta P_{\text{max}} \tau_0 T, \quad (2.12)$$

за $\tau_0 = \frac{I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2}{I_{\text{max}}^2} = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{max}}^2}$ - відносний час найбільших втрат;

ΔP_{max} - максимальні втрати потужності у визначений проміжок часу T .

Даний метод отримав назву метод часу (числа годин) найбільших втрат.

Зазначені способи є варіантами підрахунку навантажувальних втрат, викликаних протіканням струму навантаження за елементами електричної мережі. Методи зведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Основні методи розрахунку навантажувальних втрат електричної енергії

Метод розрахунку втрат електричної енергії	Визначальні величини
По середньоквадратичному струму $\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 RT.$	$I_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i^2}$
Середніх навантажень $\Delta W = 3I_{\text{ср}}^2 k_{\phi}^2 RT,$	$I_{\text{ср}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i; k_{\phi}^2 = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{ср}}^2}$
Часу найбільших втрат $\Delta W = 3I_{\text{max}}^2 \tau_0 RT$	$I_{\text{max}} = \max_i(I_i), i = 1, 2, \dots, N; \tau_0 = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{max}}^2}$

Якщо є графік величин струмів у проміжок часу T , то розрахунок здійснюють відповідно до середньоквадратичного струму, а нарахування за двома іншими методиками в такій ситуації дадуть однаковий результат. Застосування останніх двох методів пояснюється недостатністю повних даних про стан елементів мережі на весь часовий період T . Коефіцієнти k_{ϕ}^2 та τ_0 називаються інтегруючими множниками, і їх залучення в методики оцінювання, в яких вони застосовуються, обумовлено неповною інформацією, потрібною для розрахунків електроенергетичних втрат за середньоквадратичним струмом. Інтегруючі множники можливо наближено отримати на підставі інших графіків, як-то активної чи реактивної потужності, або вони беруться виходячи з досвіду та інтуїтивного підходу для типових випадків.

У процесі обчислень втрат електричної енергії часто виникає потреба враховувати відсутність тієї чи іншої інформації, необхідної для розрахунків. Це веде до використання різноманітних підходів щодо їх заміни і відновлення. Саме з цих підстав виникла потреба у багатьох практичних методологіях обчислення

втрат електроенергії. Розглянемо методи обліку втрат, які рекомендовані до використання відповідно до інструкції з організації процесів обчислення та підтвердження нормативів технологічних втрат енергії при транспортуванні через електричні мережі.

Навантажувальні втрати електроенергії у системі електропостачання за T годин (D днів) можна порахувати використовуючи один з шести нижченаведених методів, які вибираються залежно від обсягу доступних даних про схеми і навантаження в мережах (методи відсортовані за зниженням розрахункової точності):

- 1) оперативні розрахунки;
- 2) розрахункових діб;
- 3) середніх навантажень;
- 4) числа годин найбільших втрат потужності;
- 5) оцінки втрат за узагальненою інформацією про схеми і навантаження мережі;
- 6) оцінки втрат електроенергії в лініях 0,4 кВ в залежності від величини втрат напруги.

2.1. Метод оперативних розрахунків

У випадку, коли доступний майже повний обсяг інформації для обчислення втрат електроенергії, зібраний на основі актуальних вимірів, у системах автоматичного збору даних телевимірювань з урахуванням стану комутаційної апаратури можливо виконувати обчислення в онлайн-режимі один раз на годину або ще частіше. Оцінка проводиться за допомогою вимірювань струмів, напруг та потужностей, що дозволяє або безпосередньо виконувати поелементний розрахунок навантажувальних втрат, або моделювати поточний стан частково або цілком електричної системи та обчислювати в ній втрати електроенергії за короткий часовий період.

По суті, застосовується метод середньоквадратичних значень струму. Потрібно брати до уваги, що в більшості випадків струм, який проходить через елемент мережі з опором R , не піддається безпосередньому виміру. У всьому обладнанні електричної мережі, в якому проводяться вимірювання для розрахунку втрат електричної енергії, як правило, моделюються не тільки поздовжніми опорами, по яких протікають струми навантаження. Існують струми витоку, зарядні струми ліній і пр., облік яких необхідний, і тому потрібні додаткові розрахунки.

Обчислення в реальному часі само по собі не є методом визначення втрат електроенергії, але є засобом організації таких обчислень.

2.2. Метод розрахункових діб

Конфігурації добових графіків потужності (струмів) у вузлах та гілках електричних мереж змінюються в залежності від сезонних факторів – температури повітря, тривалості світлового дня тощо. З цієї причини обчислення річних втрат електроенергії мають враховувати зміни конфігурації добових графіків протягом року. Описаний процес враховується у методі розрахункових діб, де річний період розділений на декілька розрахункових інтервалів, кожен з яких має свій типовий графік навантаження. Розрахункові доби являють собою умовні дні, що відображають типові для робочого дня місяця рівень споживання енергії і розподіл навантаження. Зазвичай, рік поділяється на два обрахункових періоди – зимовий і літній (позначені як I та II), для конфігурації використовують дані з вимірювань у контрольні дні – червень і грудень. Ці місяці є базовими для I і II обрахункових періодів.

Якщо взимку, протягом 7 місяців (з січня по квітень і з жовтня по грудень), випуск в мережу за грудень становить W_{OC12} . Середньоденна відпустка дорівнює $W_{ср.д} = W_{OC12}/31$. Представити конфігурацію графіка навантаження можна за допомогою годинного розподілу активної потужності в точці відпуску в мережу: P_i ($i=1, 2, \dots, 24$) у день контрольного виміру. Комплексний опис графіка

навантажень у розрахункову добу можна здійснити за допомогою заміру, перетвореного в відносні одиниці $P_{*i}=P_i/P_{\max}$, де $P_{\max}$ - це максимальне добове значення потужності на добу контрольних вимірів.

Користуючись даними про середньодобовий відпуск електроенергії $W_{\text{ср.с}}$ та конфігурацією графіка проведення контрольних вимірювань у відносних одиницях P_{*i} ($i=1, 2, \dots, 24$), отримаємо добовий графік для розрахункових діб.

За кожен годину розрахункових діб визначають втрати потужності в мережах ΔP_i а також втрати електричної енергії протягом розрахункової доби, $\Delta W_{\text{сут}} = \sum_{i=1}^{24} \Delta P_i \Delta t_i$, там де Δt_i - це одногодинний інтервал часу (застосовуючи метод середньоквадратичного струму).

Втрати потужності у мережі ΔP_i розраховуються за даними усталеного режиму з навантаженнями в точках з'єднання мережі в i -й годині. У простих схемах електричних мереж можна користуватися розрахунком наближеного потокорозподілення і втрат потужності по номінальній напрузі мережі.

Втрати електроенергії за розрахунковий інтервал I обраховують згідно з формулою:

$$\Delta W_I = \Delta W_{\text{доб}} \cdot D_{\text{екв.}I} \cdot k_{\phi 12}^2 \cdot k_{\text{Л}}, \quad (2.13)$$

де $D_{\text{екв.}I}$ - це еквівалентна кількість днів в розрахунковому інтервалі I ; $k_{\phi 12}^2$ - це квадрат коефіцієнту форми графіку середньодобових показників для грудня; $k_{\text{Л}}$ - коефіцієнт, який ураховує вплив втрат в арматурі ПЛ, приймається за 1,02 для ліній з напругою 110 кВ та вище і 1,0 для ліній з нижчою напругою.

Еквівалентне число днів $D_{\text{екв.}I}$ визначають з допомогою формули:

$$D_{\text{екв.}I} = \sum_{i=1}^{N_I} \left(\frac{W_{mi}}{W_{m12}} \right)^2 \cdot D_{mi} \quad (2.14)$$

де W_{mi} - відпуск електроенергії у мережу за i -ий місяць, який включає кількість днів D_{mi} ; W_{m12} - аналогічно за базовий місяць; N_I - кількість місяців в розрахунковому інтервалі I .

Під час обчислення втрат електроенергії за місяць $D_{\text{екв.}I} = D_{m12} = 31$.

Коефіцієнт $k_{\phi 12}^2$ встановлюють використовуючи формулу:

$$k_{\phi 12}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{D_{m12}} W_i^2}{W_{cp.c}^2 D_{m12}}, \quad (2.15)$$

де W_i - це відпуск електроенергії в мережу на i -ий день місяця.

Якщо немає даних про добовий відпуск у мережу, можна застосувати формулу:

$$k_{\phi 12}^2 = \frac{(D_p + k_w^2 D_{н.р}) D_{m12}}{(D_p + k_w D_{н.р})^2}, \quad (2.16)$$

де D_p та $D_{н.р}$ - це число робочих та вихідних днів у місяці відповідно: $D_{m12} = D_p + D_{н.р}$; k_w - це співвідношення кількості електроенергії, використаної протягом неробочого дня, до кількості енергії, використаної у робочий день: $k_w = W_{н.р} / W_p$.

За аналогічною до (2.13) формулою розраховуються втрати електроенергії за визначений період Π :

$$\Delta W_{\Pi} = \Delta W_{доб} \cdot D_{екв.\Pi} \cdot k_{\phi 6}^2 \cdot k_{л}, \quad (2.17)$$

де $D_{екв.\Pi}$ означає еквівалентну кількість днів у визначеному періоді Π ; $k_{\phi 6}^2$ - це квадрат коефіцієнта форми графіка середньоденних показників за червень.

Визначають $D_{екв.\Pi}$ та $k_{\phi 6}^2$ застосовуючи формули (2.14)-(2.16) з заміною дванадцятого місяця на шостий.

Метод розрахункових діб придатний для використання не тільки в двох, а також для будь-якої кількості розрахункових періодів, наприклад, одного або дванадцяти.

Приклад: Проведемо розрахунок втрат електроенергії на лінії 110 кВ, рисунок 2.2, де опір становить $R = 6$ Ом. Один рік $T=8760$ год буде розрахунковим періодом. Річна відпустка в мережу $W_{oc}=215673,6$ тис.кВт·год. Відпустка реактивної енергії у мережу $W_{qoc}=124099,9$ тис.квар·год.

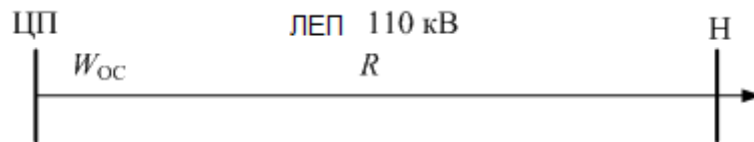


Рис. 2.2. Лінія електропередачі напругою 110 кВ

Вихідні дані: добові графіки активної та реактивної потужності, виміряні в зимовий день контрольних замірів, таблиця 2.2 і рисунок 2.3; добові графіки активної та реактивної потужності, виміряні в літній день контрольних замірів, таблиця 2.3 і рисунок 2.4; річний графік місячних відпусток активної та реактивної енергії, таблиця 2.4 і рисунок 2.5.

Таблиця 2.2. Добові графіки активної та реактивної потужності навантаження ЛЕП в зимовий день контрольних замірів, МВт і Мвар

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P	26,03	23,42	21,86	22,38	25,51	30,71	40,60	46,85	47,37	42,16	39,56	36,44
Q	15,75	14,18	13,23	13,55	15,44	18,59	24,58	28,36	28,67	25,52	23,95	22,05
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
P	37,48	38,52	39,04	39,56	43,73	46,85	52,05	48,93	47,89	44,25	39,56	31,23
Q	22,68	23,32	23,63	23,95	26,47	28,36	31,51	29,62	28,99	26,78	23,95	18,90

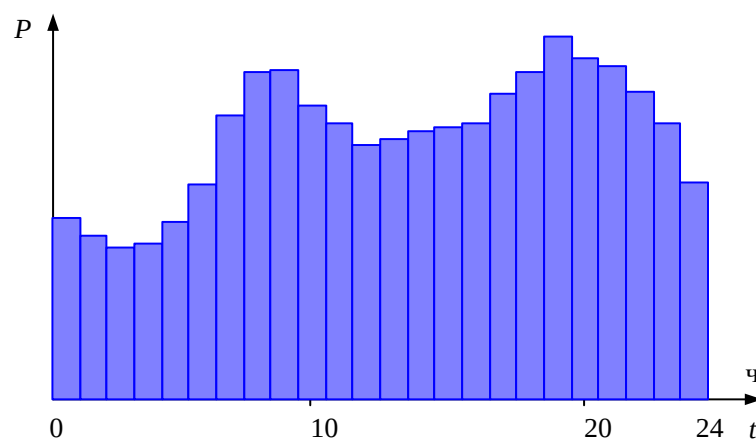


Рис. 2.3. Добовий графік активної потужності зимового дня контрольних замірів

Таблиця 2.3. Добові графіки активної та реактивної потужності навантаження ЛЕП в літній день контрольних замірів, МВт і Мвар

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P	19,38	16,15	13,57	12,92	15,83	19,38	29,07	32,30	27,13	25,19	24,55	19,38
Q	11,46	9,55	8,02	7,64	9,36	11,46	17,19	19,10	16,04	14,90	14,52	11,46
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
P	20,03	21,00	23,90	24,55	24,87	28,42	31,01	30,69	29,72	29,07	25,84	22,61
Q	11,84	12,42	14,13	14,52	14,71	16,81	18,34	18,15	17,57	17,19	15,28	13,37

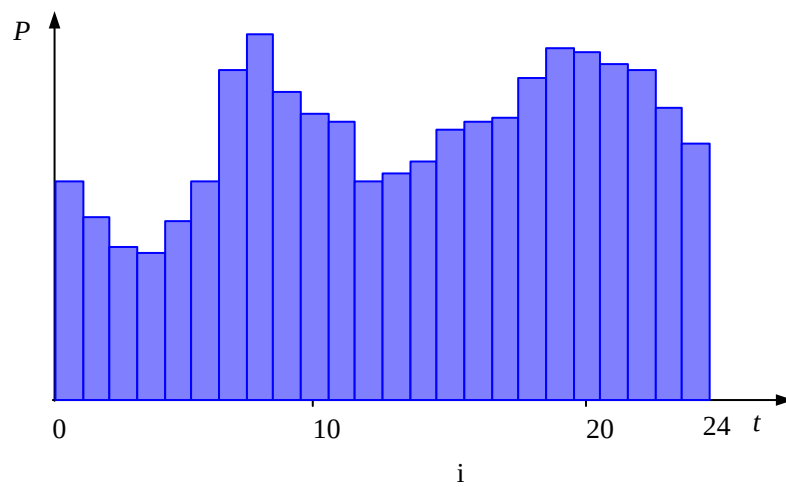


Рис. 2.4. Добовий графік активної потужності літнього дня контрольних замірів

Таблиця 2.4. Річний графік місячних відпусток активної та реактивної енергії, кВт·год і квар·год

Місяць	1	2	3	4	5	6
W_m	21 672,0	20 870,0	19 240,0	16 820,0	13 890,0	12 344,0
W_{qm}	12 384,0	11 925,7	10 994,3	9 611,4	7 937,1	7 053,7
Місяць	7	8	9	10	11	12
W_m	12 650,0	13 500,0	16 100,0	19 900,0	23 334,0	25 353,6
W_{qm}	7 228,6	7 714,3	9 200,0	11 371,4	13 333,7	15 345,6

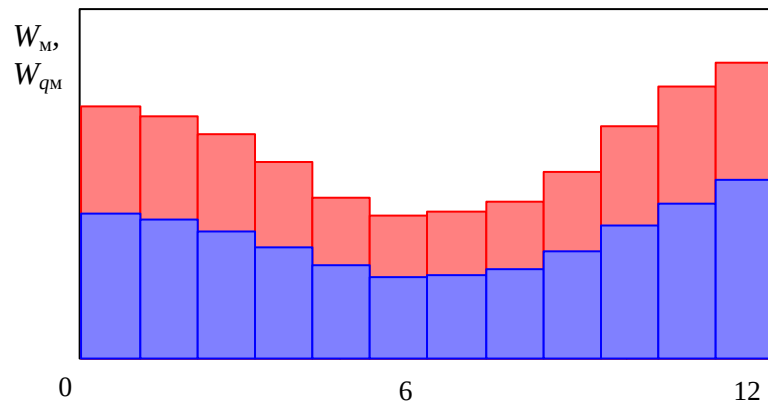


Рис. 2.5. Річний графік місячних відпусток активної і реактивної енергії

Зафіксуємо кількість днів, що є робочими та вихідними у грудні: 23 і 8 відповідно, та в червні – 22 і 8. Коефіцієнти споживання електроенергії у неробочі дні до електроенергії у робочі дні для грудня та червня встановлюємо як: $k_w=0,6$. У розрахунковому періоді I тривалість 7 місяців, а у розрахунковому періоді II – 5 місяців. Виконуємо розрахунки відповідно до формул (2.13) - (2.16). Дані за обома розрахунковими періодами наведені у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5. Результати по двох розрахункових інтервалах

Найменування	Формула	Розрахунковий інтервал (базовий місяць)	
		I (грудень)	II (червень)
Відпустка електричної енергії за базовий місяць, тис.кВт·год	з таблиці 2.4	25353,6	12344,0
Відпустка реактивної електричної енергії за базовий місяць, тис.квар·год	з таблиці 2.4	15345,6	7053,7
$W_{ср.с}$, тис.кВт·год	$W_{ср.с} = W_{ОС.м.б} / Дб$	817,9	411,47
$W_{ср.с}$, тис.квар·год	$W_{ср.с} = W_{qOC.м.б} / Дб$	495,02	235,124
Втрати електричної енергії за розрахункову добу $\Delta W_{сут}$, тис.кВт·год	Сума втрат потужності у 24 режимах за добу	19,91	4,89
$k_{ф.м}^2$	(2.16)	1,038	1,039
$Д_{екв}$, діб	(2.14)	148,87	189,92
ΔW , тис.кВт·год	(2.13) і (2.17)	3138	985,09
Всього ΔW , тис.кВт·год		4123,09	

Як частка від обсягу переданої у мережу енергії, втрати складають 1,91%.

2.3. Метод середніх навантажень

При використанні методу середніх навантажень втрати електроенергії обраховуються використовуючи формулу:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср.н}} T k_{\phi}^2 k_k k_{\text{л}}, \quad (2.18)$$

де $\Delta P_{\text{ср.н}}$ - втрати потужності у мережі за середніми навантаженнями вузлових точок протягом визначеного періоду; k_{ϕ}^2 - показник квадрату форми графіка загального навантаження мережі за розрахунковий період; k_k - коефіцієнт, що враховує різницю між графіками активних і реактивних навантажень у різних гілках мережі; T - тривалість розрахункового періоду.

Втрати потужності за середніми навантаженнями $\Delta P_{\text{ср.н}}$ обчислюються, виходячи з постійних умов роботи мережі при середніми навантаженнями точок $P_{\text{ні}}$, які розраховуються відповідно до формули:

$$P_{\text{ні}} = \frac{W_{\text{ні}}}{T}, \quad (2.19)$$

де $W_{\text{ні}}$ - електроенергія, яку споживає i -тий споживач упродовж розрахункового періоду T ; $i=1, 2, \dots, n$; n - кількість вузлових точок в схемі електричної мережі.

У випадку простої конфігурації мережі дозволяється використовувати орієнтовний розрахунок потекорозподілу та втрат потужності на номінальну напругу системи.

Показник форми графіка сумарного навантаження мережі за розрахунковий період визначають згідно з формулою:

$$k_{\phi}^2 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i}{P_{\text{ср}}^2 T}, \quad (2.20)$$

де P_i - величина навантаження на i -му пункті графіка протягом тривалості Δt_i ; m - кількість ступенів графіка для розрахункового періоду; $P_{\text{ср}}$ - середнє навантаження мережі за час розрахунку.

Параметр k_k у виразі (2.18) задається як 0,99. Для мережевих систем з напругою від 6 до 20 кВ, а також радіальних ліній 35 кВ, замість показників P_i та P_{cp} у виразі (2.20) можливе використання показників струмів головної ділянки мережі I_i та I_{cp} . В такому випадку параметр k_k призначається однаковим як 1,02.

Можна обчислювати показник форми графіка за розрахунковий період за наступним алгоритмом:

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 k_{\phi.m}^2 k_{\phi.N}^2, \quad (2.21)$$

де $k_{\phi.c}^2$ - показник квадрату форми добового графіка, який був знятий під час контрольних вимірювань, згідно з формулою:

$$k_{\phi.c}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^2}{P_{cp.c}^2 24}; \quad (2.22)$$

$k_{\phi.m}^2$ - квадрат коефіцієнту форми місячного графіку для основного зимового місяця, що розрахований відповідно до виразу (2.20); $k_{\phi.N}^2$ - квадрат коефіцієнту форми графіку місячних видач електроенергії в мережу (графік з кількістю даних, що відповідає кількості місяців розрахункового періоду), визначений за допомогою наступної формули:

$$k_{\phi.N}^2 = \frac{\sum_{i=1}^N W_{mi}^2}{W_{cp.m}^2 N}, \quad (2.23)$$

де W_{mi} - відпуск електроенергії, поданої в мережу за i -й місяць розрахункового інтервалу; $W_{cp.m}$ - середньомісячний відпуск електроенергії у мережу за місяці розрахункового періоду.

При відсутності діаграми навантажень можна обчислити k_{ϕ}^2 використовуючи наступну формулу:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \quad (2.24)$$

де k_3 є коефіцієнтом завантаження графіка навантажень мережі в цілому, обчислений із застосуванням рівняння:

$$k_3 = \frac{W_{OC}}{P_{max} T} = \frac{T_{max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}, \quad (2.25)$$

де W_{oc} - відпуск електроенергії в мережу за час T ; T_{max} - число годин використання найбільшого навантаження мережі.

Приклад. Розрахуємо втрати електроенергії в ЛЕП 110 кВ, розглянутій в п.2.2. Розрахунок здійснимо без поділу періоду T на два розрахункових інтервалу за даними дня зимових контрольних замірів.

Середні значення активної та реактивної потужностей навантаження ЛЕП є такими:

$$P_{cp} = \frac{W_{OC}}{T} = \frac{215\,673,6}{8760} = 24,62 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp} = \frac{W_{q,OC}}{T} = \frac{124\,099,9}{8760} = 14,18 \text{ Мвар}.$$

Втрати потужності в ЛЕП за умов середніх навантажень:

$$\Delta P_{cp.n} = \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U_{ном}^2} R = \frac{24,62^2 + 14,18^2}{110^2} 6 = 0,4 \text{ МВт}.$$

Квадрат коефіцієнта форми добового графіка на зимовий контрольний день, розраховано за формулою (2.22) і становить 1,054.

Квадрат коефіцієнта форми для базового зимового місяця, розраховано за формулою (2.15), дорівнює 1,038.

Квадрат коефіцієнта форми для графіка місячного відпуску електроенергії в мережу, розраховано за рівнянням (2.23) і становить 1,055.

Квадрат загального коефіцієнта форми для річного періоду T згідно з (2.16) є рівним

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 k_{\phi.m}^2 k_{\phi.N}^2 = 1,054 \cdot 1,038 \cdot 1,055 = 1,155.$$

Річні втрати електроенергії складають за рівнянням (2.18)

$$\Delta W = \Delta P_{cp.n} \cdot T \cdot k_{\phi}^2 \cdot k_k \cdot k_L = 0,4 \cdot 8760 \cdot 1,155 \cdot 0,99 \cdot 1,02 = 4086,78 \text{ тис.кВт} \cdot \text{год},$$

що в процентному співвідношенні до відпуски в мережу виявляється 1,9%.

2.4. Метод числа годин найбільших втрат потужності

В методі числа годин найбільших втрат потужності втрати електроенергії розраховуються використовуючи формулу:

$$\Delta W = \Delta P_{\max} T \tau_0 k_k k_{\text{л}}, \quad (2.26)$$

де $\Delta P_{\max}$ - втрати потужності в режимі максимального навантаження; τ_0 - відносна кількість годин пікових втрат потужності, що визначається на основі графіка загального навантаження мережі за розрахунковий період T .

Відносна кількість годин пікових втрат потужності визначається рівнянням:

$$\tau_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i}{P_{\max}^2 T}, \quad (2.27)$$

де $P_{\max}$ - найвище із m значень P_i протягом періоду T .

Коефіцієнт k_k у рівнянні (2.26) задається як 1,03. Для мереж від 6 до 20 кВ та радіальних ліній на 35 кВ замінюються значеннями P_i та $P_{\max}$ у формулі (2.27) на значення струму головного відрізка схеми мережі I_i та $I_{\max}$. У цьому випадку коефіцієнт k_k встановлюється на рівні 1,0.

Дозволяється встановлювати відносне число годин найбільших втрат потужності для розрахункового періоду використовуючи рівняння:

$$\tau_0 = \tau_{0.c} \tau_{0.m} \tau_{0.N}, \quad (2.28)$$

де $\tau_{0.c}$ - відносне число годин найбільших втрат потужності, розраховане за допомогою рівняння (2.27) для графіка навантаження протягом дня, коли було здійснено контрольні вимірювання; величини $\tau_{0.m}$ і $\tau_{0.N}$ визначаються з наступних рівнянь:

$$\tau_{0.m} = \frac{D_p + k_w^2 D_{\text{н.р.}}}{D_m}; \quad (2.29)$$

$$\tau_{0.N} = \sum_{i=1}^N \frac{W_{mi}^2}{W_{\text{м.р.}}^2 N} \quad (2.30)$$

де $W_{м.р}$ - відпуск електроенергії у мережу за розрахунковий (основний) місяць; N - кількість місяців у розрахунковому періоді.

Якщо графік навантаження відсутній, величина τ_0 встановлюється за формулою:

$$\tau_0 = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}. \quad (2.31)$$

Приклад. Розрахуємо втрати електричної енергії в ЛЕП 110 кВ, розглянутій у пункті 2.2. Максимальне навантаження в день зимових контрольних замірів за таблицею 2.2 становить $P_{\max}=52,05$ МВт та $Q_{\max}=31,51$ Мвар.

Втрати потужності в період максимального навантаження становлять:

$$\Delta P_{\max} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{ном}}^2} R = \frac{52,05^2 + 31,51^2}{110^2} 6 = 1,836 \text{ МВт}.$$

Відносне число годин найбільших втрат потужності для добового графіка з найвищими зимовими показниками контрольних вимірювань, обчислений згідно формули (2.27) для $m=24$, $\Delta t_i=1$ год і $T=24$ год становить 0,562.

Відносне число годин найбільших втрат потужності для місячного графіка базового зимового періоду, обрахованого за формулою (2.29) становить 0,835. У розрахунки взято кількість робочих та вихідних днів грудня, відповідно, 23 та 8, $D_m=31$. Співвідношення спожитої електричної енергії в робочий день грудня припускається $k_w=0,6$.

Відносне число годин найбільших втрат потужності за місячним графіком відпускання електричної енергії, визначений за допомогою формули (2.30) є 0,53.

Загальне відносне число годин найбільших втрат потужності за річний інтервал T відповідно до (2.28) становить

$$\tau_0 = \tau_{0.с} \tau_{0.м} \tau_{0.Н} = 0,562 \cdot 0,835 \cdot 0,53 = 0,249.$$

Річні втрати електроенергії дорівнюють, згідно з (2.26):

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot T \cdot \tau_0 \cdot k_k \cdot k_{л} = 1,836 \cdot 8760 \cdot 0,249 \cdot 1,02 \cdot 1,03 = 4207,0 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год},$$

що в процентному співвідношенні до відпуску енергії в мережу складає 1,951%.

2.5. Метод оцінки втрат за узагальненою інформацією про схеми і навантаження мережі

Електромережі напругою 0,38 кВ відрізняються значною кількістю точок підключення однофазних споживачів, присутністю нейтрального провідника (чотирипровідні мережі) та невизначеністю величин потужностей або споживаної енергії навантаженнями. Ведення розрахунків поточкорозподілу у подібних мережах складне та інколи нереалізоване. Саме тому у таких типах мереж застосовується метод наближеної оцінки втрат електричної енергії. Отримання адекватних висновків такими методом можливе за умови їх використання для розрахунку втрат електроенергії у групі ліній, загальна кількість яких перевищує агрегатну кількість ліній, які виходять з щонайменше 100 од. ТП 6-20/0,4 кВ чи більше. Це еквівалентно декільком сотням ліній.

Втрати енергії в N лініях 0,38 кВ за середнім перерізом головних ділянок $F_{г.ср}$, мм², потужність відпущену у мережу $W_{0,38}$, тис.кВт·год. протягом періоду D днів, визначаються відповідно до методу оцінки втрат електроенергії, заснованого на кореляції втрат з дедалізованою інформацією про конфігурації мережі та обсяги навантаження за наступною формулою:

$$\Delta W = k_{0,38} \left(\frac{W_{0,38}}{N} \right)^2 \cdot \frac{(1 - d_n)^2 \cdot (1 + tg^2 \varphi) L_{екв}}{F_{г.ср} \cdot D} \cdot \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \quad (2.32)$$

де $L_{екв}$ - еквівалентна сумарна довжина ліній, км; $tg \varphi$ - середній коефіцієнт реактивної потужності; $k_{0,38}$ - коефіцієнт, який враховує спосіб розподілу навантажень вздовж ліній та різність навантажень по фазах; d_n - частка спожитої енергії, яка використовується на відстані перших 1-2 прольотів від ТП відносно сумарного обсягу енергії, що подається в мережу 0,38 кВ.

Еквівалентна довжина N ліній визначається через формулу:

$$L_{екв} = L_M + 0,44L_{2-3} + 0,22L_1 \quad (2.33)$$

де L_M - сумарна довжина магістралей N ліній 0,38 кВ; L_{2-3} - сумарна довжина двофазних і трифазних відгалужень N ліній 0,38 кВ; L_1 - сумарна довжина однофазних відгалужень N ліній 0,38 кВ.

При реалізації даної формули слід керуватись вказівками:

1. У визначенні магістрального відрізка для однієї лінії 0,38 кВ враховується найбільша відстань від шин 0,38 кВ розподільній підстанції (6-20)/0,4 кВ до найбільш віддаленого споживача приєднаного до трифазної або двофазної лінії.

2. При розрахунку еквівалентної довжини в поняття довжини відгалуження не включаються електричні мережі, пов'язані із загальнобудинковим майном багатоквартирних житлових будинків (у тому числі внутрішньобудинкові електричні мережі) та відгалуження до житлових будинків, якщо межа балансової належності (експлуатаційної відповідальності) знаходяться на опорі.

У випадку застосування магістральних ліній або відгалужень з алюмінієвими, сталевими та мідними проводами у розрахункову формулу (2.33) включають довжини ділянок, які визначаються відповідно до формули:

$$L = L_a + 4L_c + 0,6L_{мід} \quad (2.34)$$

де L_a , L_c , $L_{мед}$ - це довжини відповідно алюмінієвих, сталевих та мідних проводів.

Коефіцієнт $k_{0,38}$ розраховують із застосуванням формули:

$$k_{0,38} = k_u (7,78 - 2,67d_p - 1,48d_p^2) \cdot (1,25 + 0,14d_p), \quad (2.35)$$

де d_p - відносна кількість відпущеної енергії населенню у порівнянні з загальним обсягом відпуску в мережу 0,38 кВ, в.о.; k_u - коефіцієнт, що дорівнює 1 для ліній 400/230 В і рівним 3 для ліній 220/127 В.

Коефіцієнт $F_{г.ср}$ розраховують згідно із формулою:

$$F_{г.ср} = \frac{\sum_{i=1}^N F_{гi} \cdot L_{гi}}{\sum_{i=1}^N L_{гi}}, \quad (2.36)$$

де $F_{гi}$ - переріз головної ділянки i -ої лінії ; $L_{гi}$ - довжина головної ділянки i -ої лінії.

За відсутності даних про коефіцієнт заповнення графіку i (або) коефіцієнті реактивної потужності, береться $k_3=0,5$; $\text{tg}\varphi=0,6$.

Якщо не ведеться облік відпущеної електроенергії у лініях 0,4 кВ, її обсяг визначають шляхом віднімання з обсягу, переданої в мережу 6-20 кВ, втрат у обладнанні 6-20 кВ та енергії, що була відпущена трансформаторним підстанціям (ТП) 6-20/0,4 кВ, а також обсягу, відпущеного споживачам, які підключені до шин ТП і ліній 0,38 кВ, які є на балансі у споживачів.

Приклад. Розрахунок втрат електричної енергії в мережі 0,38 кВ, що складається з 382 ліній 0,38 кВ. Вихідні дані і результати розрахунків за формулами (2.32) - (2.36) наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6. Вихідні дані і розрахункові параметри

Найменування	Позначення	Одиниця виміру	Значення
1	2	3	4
Сумарний відпуск електроенергії в лінії	$W_{0,38}$	тис. кВт год	84230,77
Кількість ліній	N	шт.	382
Кількість днів у розрахунковому інтервалі	D	кількість днів	365
Коефіцієнт заповнення графіку	k_3	в.о.	0,5
Середній перетин головних ділянок ліній	$F_{г.ср.}$	мм ²	50
Середній коефіцієнт реактивної потужності	$\text{tg}\varphi$	в.о.	0,6
Коефіцієнт, що враховує характер розподілу навантажень по довжині лінії і неоднаковість навантажень фаз	$k_{0,38}$	в.о.	7,78
Коефіцієнт, що дорівнює 1 для лінії 400/230 В і рівним 3 для лінії 220/127 В	k_u	в.о.	1
Частка енергії, що відпускається населенню по відношенню до сумарного відпуску в мережу 0,38 кВ	d_p	в.о.	0,55
Частка електроенергії, що споживається на відстані 1-2 прольоту від ТП, по відношенню до сумарного відпуску в мережу 0,4 кВ	d_n	в.о.	0,4
Сумарна довжина ліній	L	км	129,91
Довжина кабелів з алюмінієвими жилами	$L_{аКЛ}$	км	84,8
Довжина алюмінієвих проводів ПЛ	$L_{аПЛ}$	км	42,47

продовження таблиці 2.6.

1	2	3	4
Сумарна довжина магістралей N ліній	L_M	км	127,27
Сумарна довжина двофазних і трифазних відгалужень N ліній	L_{2-3}	км	5
Сумарна довжина однофазних відгалужень N ліній	L_1	км	2
Еквівалентна сумарна довжина N ліній	$L_{\text{екв}}$	км	129,91
Навантажувальні втрати в лініях 0,38 кВ	$\Delta W_{0,38}$	тис. кВт год	1758,024
Відносні втрати в лініях 0,38 кВ	$\Delta W_{0,38,\%}$	%	2,087

2.6. Метод оцінки втрат електроенергії в лініях 0,38 кВ залежно від величини втрат напруги

Для реалізації методу розрахунку втрат електроенергії в лініях 0,38 кВ залежно від величини втрат напруги проводяться вимірювання рівнів фазних напруг на шинах ТП і в електрично віддаленій точці магістральної лінії в режимі максимального навантаження, рисунок 2.6. За даними вимірів визначається абсолютна і відносна величина втрат напруги (ΔU) у відсотках по відношенню до середньої фазної напруги на шинах 0,4 кВ ТП 6-20/0, 4 кВ.

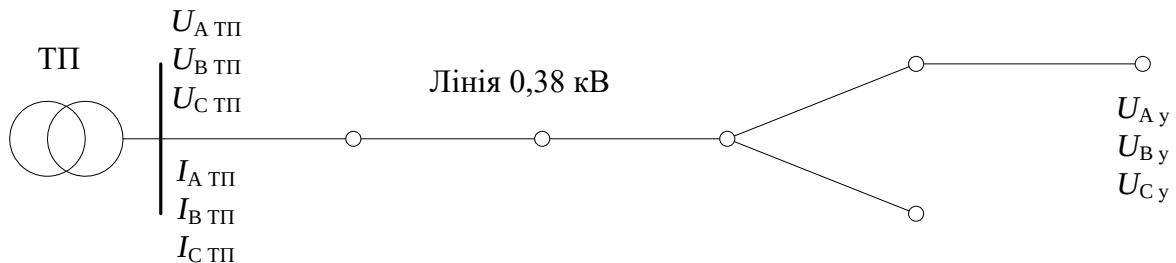


Рис. 2.6. Приклад лінії 0,38 кВ

Втрати електроенергії в лінії напругою 0,38 кВ (від % відпуску електроенергії в мережу) визначаються за формулою:

$$\Delta W_{\%} = 0,7 k_{\text{нер}} \Delta U \frac{\tau}{T_{\text{мах}}}, \quad (2.37)$$

де $k_{\text{нер}}$ - коефіцієнт, що враховує нерівномірність розподілу навантажень по фазах; τ - час максимальних втрат потужності; $T_{\text{мах}}$ - час використання максимального навантаження.

Відносна величина втрат напруги:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ср ТП}}} 100 = \frac{U_{\text{ср ТП}} - U_{\text{нм у}}}{U_{\text{ср ТП}}} 100. \quad (2.38)$$

Тут $U_{\text{нм у}}$ - фазна напруга в електрично віддаленій точці магістральної лінії в режимі максимального навантаження, взяте як найменше (мінімальне) з трьох виміряних значень.

Якщо виміряні рівні фазних напруг на шинах ТП різні, то при визначенні ΔU напруга на шинах ТП приймається як середнє арифметичне з трьох виміряних значень. Якщо в електрично віддаленій точці магістральної лінії в режимі максимального навантаження фазна напруга вимірювалася на трифазному вводі і отримані всі фазні напруги, як розрахункове приймається мінімальне з трьох виміряних значень.

Коефіцієнт $k_{\text{нєр}}$ визначається за формулою:

$$k_{\text{нєр}} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} \right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}}, \quad (2.39)$$

де I_A, I_B, I_C - виміряні струмові навантаження фаз;

$R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}$ - відношення опорів нульового і фазного проводів.

При відсутності даних про струмові навантаження фаз слід приймати:

для ліній з $R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}=1$ $k_{\text{нєр}}=1,13$;

для ліній з $R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}=2$ $k_{\text{нєр}}=1,2$.

Співвідношення τ/T_{max} визначають відповідно до наступної інформації.

Таблиця 2.7. Коефіцієнт τ/T_{max}

T_{max} год	2000	3000	4000	5000	6000
τ/T_{max}	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

Відносні втрати електроенергії, %, в к лініях 0,38 кВ визначаються за формулою:

$$\Delta W_{\%} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_{\%,i} I_i}{\sum_{i=1}^k I_i}, \quad (2.40)$$

де $\Delta W_{\%,i}$ - це відносні втрати енергії у i -тій лінії; I_i - максимальне навантаження на головну частину i -ої лінії.

При аналізі розранку технічних втрат у мережі 0,38 кВ варто враховувати наступне:

- зазвичай щільність струму мусить бути меншою за 2,5 А, інакше потрібен детальний розгляд результатів та вхідних даних обчислень;
- середня протяжність однієї лінії 0,38 кВ, як правило, не повинна перевищувати 1,5 км;
- середня кількість ліній 0,38 кВ, що виходять з секції 0,4 кВ ТП, повинна налічувати 2...5 ліній, а для міських електромереж верхній порог цього діапазону може бути більшим;
- типовий переріз повітряних ліній передачі електроенергії 0,4 кВ зазвичай становить від 16 до 50 мм², на магістральних ділянках - від 35 до 70 мм²;
- втрати напруги в момент максимального навантаження мережі від шин ТП до електрично найвіддаленішого споживача не повинні перевищувати 5 %.

3. ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

При включенні під напругу будь-якого обладнання електричної мережі в ньому виникають втрати, які не пов'язані з рівнем передачі потужності через мережу. По зазначеному обладнанню можуть і не протікати навантажувальні струми, але через наявність електромагнітного поля і струмів витoku виникають втрати електричної енергії. Ці втрати зазвичай невеликі, проте при великих величинах незначна, проте збільшуються на фоні високих рівнів напруги і сили електромагнітного поля, а також присутності феромагнетиків, стаючи помітною частиною загальних втрат електроенергії.

Ці втрати іноді прийнято називати умовно-постійними втратами, що підкреслює їхню незалежність від величини навантажувального струму. Однак рівень змін цих умовно-постійних втрат може бути значим. Причинами впливу на ці втрати можуть стати погодні умови (температура, швидкість вітру, вологість повітря), стан обладнання з точки зору ізоляції, забруднення, близькість до джерел забруднення атмосфери. Розташування обладнання та його оточення на електростанціях також можуть сприяти індукції магнітних полів у незаряджених металевих компонентах різних пристроїв, спричиняючи розсіюванню енергії.

Вплив на обсяг цих умовно-постійних втрат має період служби обладнання. З часом властивості матеріалів, з яких виготовлено обладнання, погіршуються через старіння. Це позначається на старінні ізоляції, магнітних систем та окисленні провідників і їхніх контактів, що підвищує навантажувальні втрати.

Втрати електричної енергії, що не залежать від навантаження, поділяються на категорії:

- 1) втрати холостого ходу в силових трансформаторах;
- 2) втрати в компенсуючих пристроях;
- 3) втрати в шунтуючих реакторах;

- 4) втрати в з'єднувальних проводах і збірних шинах розподільних пристроїв підстанцій;
- 5) втрати на варисторах, обмежувачах перенапруги, обладнанні для підключення радіозв'язку високої частоти;
- 6) у трансформаторах струму і лічильних пристроях прямого підключення;
- 7) втрати в діелектричному матеріалі кабельних мереж;
- 8) втрати, що спричинені кліматичними умовами:
 - втрати через коронний розряд;
 - втрати внаслідок витоку струмів на ізоляційних приладах повітряних ліній;
 - затрати електроенергії на танення ожеледі;
- 9) споживання електричної енергії підстанціями СН.

У розподільній електромережі, серед втрат, які не залежать від навантаження, найбільш значимі - це втрати холостого ходу трансформаторів, потім ідуть втрати в ізоляції кабельних ліній і втрати від струмів витоку по ізоляторам повітряних ліній.

Далі приводяться методи для оцінки втрат, що не залежать від навантаження, в певних типах мережевого обладнання.

Витрата енергії на секціях середнього напруги підстанцій реєструються за допомогою лічильників, що монтувались з боку великої напруги трансформаторів СН (ТВП). При необхідності відсутності засобів виміру споживання електроенергії на СН ПС 10(6)/0,4 кВ обчислення проводиться на основі здійснених енергетичних обстежень.

3.1. Втрати холостого ходу в силових трансформаторах

Втрати електроенергії у режимі холостого ходу (XX) для силових трансформаторів можна представити як

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad (3.1)$$

де T_{pi} – число годин роботи трансформатора (автотрансформатора) в i -м режимі; ΔP_x - втрати активної потужності XX трансформатора; U_i - напруга на вищій стороні трансформатора (автотрансформатора) в i -м режимі; $U_{ном}$ - номінальна напруга вищої обмотки трансформатора (автотрансформатора).

Напруга у трансформаторі (автотрансформаторі) вимірюється або розраховується з урахуванням усталеного режиму мережі.

Дозволяється для силових трансформаторів (автотрансформаторів) підраховувати втрати енергії XX, виходячи з технічного стану та терміну експлуатації, роблячи виміри цих втрат за методиками, що застосовуються на заводах-виробниках при встановленні паспортних даних трансформаторів (автотрансформаторів).

Трансформатори нового зразка володіють відносно малими показниками втрат XX. Розвиток виробництва трансформаторів можна прослідкувати за діаграмою на рисунку 3.1, де показано зниження втрат XX зазначеного у ДСТУ та за технічними умовами за різні роки.

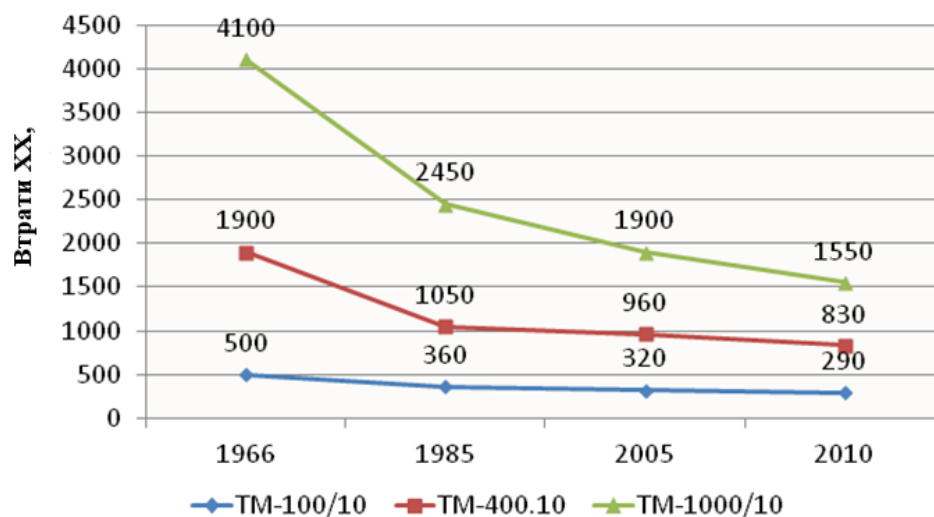


Рис. 3.1. Зниження втрат XX масляних трансформаторів по роках

Зараз втрати у режимі холостого ходу трансформаторів знизилися у порівнянні з втратами у трансформаторах, вироблених у 1966 роках майже в 2,5

рази. Для скорочення втрат у розподільчих трансформаторах ведеться розробка трансформаторів з магнітопроводом з аморфної сталі, що дасть можливість ще у 3-4 рази зменшити втрати ХХ трансформаторів.

Склад аморфної стрічки включає залізо, бор близько 3%, кремній від 3 до 9%. Аморфні наносплави створюються шляхом введення в структуру тугоплавких металів, таких як: ніобій, мідь, молібден - в межах 3...5%. Загалом, електромагнітні, механічні та споживчі характеристики аморфної сталі кращі за відповідні показники традиційної анізотропної електротехнічної сталі, що застосовується у сучасних трансформаторах, за виключенням індукції (13 Тл) та коефіцієнту заповнення. Питомі магнітні втрати на перемагнічування магнітопроводів у деяких видів аморфної сталі становлять 0,2...0,25 Вт/кг проти 1,15 Вт/кг для електротехнічної сталі. Вартість розподільчих трансформаторів із магнітопроводом з аморфної сталі на 20-30% вище ніж вартість трансформаторів з електротехнічної сталі.

Строк служби трансформаторів має значний вплив на величину втрат ХХ. Відомо, що у трансформаторів, які використовуються понад 30 років, спостерігається збільшення втрат ХХ від 1,3 до 4 рази.

Згідно результатів випробувань, що були проведені на кількох сотнях розподільчих трансформаторів із напругою понад 6 та 10 кВ, було встановлено регресивну залежність між реальним збільшенням втрат ХХ у трансформаторів з тривалістю експлуатації понад 20 років та їх віком.

$$\delta\Delta P_x = a + bT_{\text{сл}}, \quad (3.2)$$

Перевищення втрат ХХ реально виміряних над паспортними значеннями $\Delta P_{\text{х.пасп}}$

$$\delta\Delta P_{\text{х,}\%} = \frac{\Delta P_{\text{х}} - \Delta P_{\text{х.пасп}}}{\Delta P_{\text{х.пасп}}} 100$$

щороку змінюється на 1,5...2,0%, а в середньому цей показник становить 1,75% на рік. Для трансформаторів, чий термін служби не перевищує 20 років, втрати ХХ можна вважати дорівнюють паспортним втратам.

Однак дотепер ці висновки не отримали відображення у нормативних документах.

Втрати електричної енергії у шунтуючих реакторах розраховують за формулою (3.1) використовуючи дані про втрати потужності, що вказані у паспортах обладнання ΔP_p .

3.2. Втрати в компенсуючих пристроях

Втрати електричної енергії у синхронному компенсаторі (СК), або у генераторі, який працює в режимі СК, визначають, користуючись формулою:

$$\Delta W_{СК} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \Delta P_{ном} \cdot T_p, \quad (3.3)$$

де β_Q - це коефіцієнт максимального навантаження СК у базовому періоді; $\Delta P_{ном}$ - втрати потужності при номінальному навантаженні СК, які вказані у паспортних даних.

Допускається розраховувати втрати СК, виходячи з інформації, зазначеної в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Втрати електроенергії, тис.кВт·год на рік при номінальній потужності СК, МВА

$S_{СК,ном}$	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
$\Delta W_{СК}$	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260

Втрати енергії в статичних пристроях для компенсації - батареях статичних конденсаторів (БК) та статичних тиристорних компенсаторах (СТК) визначаються за формулою:

$$\Delta W_{КП} = \delta P_{КП} \cdot S_{КП} \cdot T_p, \quad (3.4)$$

де $\delta P_{КП}$ - питомі втрати потужності згідно з паспортними даними КП; $S_{КП}$ - це потужність КП (для СТК припускається, що це ємнісна складова), квар.

У разі відсутності паспортних даних обладнання показники $\delta P_{КП}$ встановлюються як наступні: для БК - 0,003 кВт/квар, для СТК - 0,006 кВт/квар.

3.3. Втрати в вентильних розрядниках, обмежувачах перенапруги, пристроях приєднання високочастотного зв'язку

Енерговтрати в вентильних розрядниках, обмежувачах перенапруги, пристроях під'єднання високочастотного зв'язку, вимірювальних трансформаторах напруги, засобах обліку електроенергії 0,22-0,66 кВ задають відповідно до інформації заводів-виробників обладнання. При відсутності даних виробника, розрахункові втрати визначають на основі даних таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. Втрати електроенергії в вентильних розрядниках (РВ), обмежувачах перенапруги (ОПН), трансформаторах струму (ТС), трансформаторах напруги (ТН) і пристроїв приєднання ВЧ-зв'язку (ППВЧ)

Клас напруги, кВ	Втрати електроенергії, тис. кВт год на рік, за видами обладнання				
	РВ	ОПН	ТС	ТН	ППВЧ
6	0,009	0,001	0,06	1,54	0,01
10	0,021	0,001	0,1	1,9	0,01
15	0,033	0,002	0,15	2,35	0,01
20	0,047	0,004	0,2	2,7	0,02
35	0,091	0,013	0,4	3,6	0,02
110	0,60	0,22	1,1	11,0	0,22
154	1,05	0,40	1,5	11,8	0,30
220	1,59	0,74	2,2	13,1	0,43
330	3,32	1,80	3,3	18,4	2,12
500	4,93	3,94	5,0	28,9	3,24
750	4,31	8,54	7,5	58,8	4,93

Примітка. Втрати електроенергії в ППВЧ дані на одну фазу, для решти обладнання - на три фази.

Для передачі високочастотних (ВЧ) сигналів зв'язку використовуються проводи ПЛ електропередачі. Апаратура ВЧ-зв'язку включає загороджувачі, що монтуються в розріз лінії, конденсатора зв'язку та фільтра підключення. ВЧ загороджувач – це реактор з низьким активним опором, і втрати в ньому визначаються залежно від навантажувального струму, вони належать до навантажувальних втрат. Обладнання для зв'язку отримує сигнали через конденсатор зв'язку та фільтр підключення, які приєднуються до фазного проводу. Дану апаратуру, відому як пристрої підключення ВЧ-зв'язку, приєднують поперечно, тобто між фазою та землею. На відміну від втрат у загороджувачах, втрати в ППВЧ практично постійні, основна їх частина

припадає на конденсатор зв'язку. Щорічне споживання електроенергії ним можна розрахувати згідно з формулою:

$$\Delta W_{\text{КС}} = 8760 U_{\text{ф}}^2 b_{\text{С}} \text{tg} \delta, \quad (3.5)$$

де $U_{\text{ф}}$ - фазна напруга ПЛ; $b_{\text{С}} = 2\pi f C$ - ємнісна провідність конденсатора зв'язку; $f = 50$ Гц; C - ємність конденсатора, Ф; $\text{tg} \delta$ - тангенс кута діелектричних втрат, що дорівнює 0,003.

3.4. Втрати електричної енергії в вимірювальних трансформаторах і лічильниках прямого включення

Втрати у вимірювальних трансформаторах струму і напруги приймаються за таблицею 3.2. Втрати в трьох однофазних ТН приймаються рівними втратам в одному трифазному ТН. Втрати електроенергії в ТС напругою 0,4 кВ приймаються рівними 0,05 тис.кВт·год/рік на одну фазу. Втрати електроенергії в ТС і ТН включають втрати в лічильниках, що входять до складу вимірювальних комплексів. Втрати електроенергії в електричних лічильниках прямого включення 0,22-0,66 кВ приймаються відповідно з даними, кВт·год на рік на один лічильник:

- однофазний, індукційний - 18,4;
- трифазний, індукційний - 92,0;
- однофазний, електронний - 21,9;
- трифазний, електронний - 73,6.

3.5. Втрати в ізоляції кабельних ліній

Втрати електроенергії в ізоляції силових кабелів на один ланцюг визначаються через формулу:

$$\Delta W_{\text{изол.КЛ}} = T \cdot b_{\text{С}} \cdot \text{tg} \delta \cdot L \frac{U_1^2 + U_2^2}{2}, \quad (3.6)$$

де T - тривалість розрахункового інтервалу; U_1 - робоча напруга на початку лінії; U_2 - робоча напруга в кінці лінії; b_c - питома ємнісна провідність кабелю; $\operatorname{tg}\delta$ - тангенс кута діелектричних втрат; L - довжина лінії.

За відсутності довідкових даних про тангенс кута діелектричних втрат він приймається рівним 0,003.

3.6. Втрати електричної енергії, обумовлені допустимою похибкою системи обліку

Абсолютні втрати електричної енергії, у процентах, які виникають через припустиму помилку у системі обліку електроенергії розраховуються наступним чином:

$$W_{\text{погр}} = 0,01 \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} W_1^2} \quad (3.7)$$

де n - кількість точок обліку, що фіксують прийом ЕЕ; m - кількість точок обліку, що фіксують віддачу ЕЕ, в тому числі великим споживачам; δ_i (δ_j) - похибка вимірювального каналу прийнятої (відданої) активної ЕЕ по електричній мережі, %; W_i (W_j) - прийом (віддача) активної ЕЕ по електричній мережі, тис.кВт·год; k_3 - кількість точок обліку трифазних споживачів; k_1 - кількість точок обліку однофазних споживачів; W_3 - споживання ЕЕ трифазними споживачами (за мінусом, врахованих у «т»), тис.кВт·год; W_1 - споживання ЕЕ однофазними споживачами (за мінусом, врахованих у «т»), тис.кВт·год.

Похибка каналу вимірювання електроенергії

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{\text{сч}}^2 + \delta_{\text{тТ}}^2 + \delta_{\text{тН}}^2 + \delta_{\text{л}}^2}, \quad (3.8)$$

де $\delta_{\text{сч}}$, $\delta_{\text{тС}}$, $\delta_{\text{тН}}$ - основні допустимі похибки лічильників, трансформаторів струму, трансформаторів напруги при нормальних умовах (приймаються за значенням класів точності), %; $\delta_{\text{л}}$ - межа допустимих втрат напруги в лініях приєднання лічильників до ТН, %.

Електроенергія, що втрачається через дозволені розбіжності в системі обліку електроенергії, не належить до фізичних втрат чи витрат на технічне обслуговування. Їх виникнення зумовлено незбалансуванням електроенергії, яке виявляється при порівнянні реальних і обчислених втрат. Частина такого неузгодження виникає через неідеальну систему обліку та входять до складу комерційних втрат, тоді як канали вимірювання вносять необхідну та дозовану похибку. Існує концепція втрат електроенергії, що сталися внаслідок дозволених помилок системи обліку електроенергії, з метою врахування цього аспекту.

Фактична похибка у обліку електроенергії може бути як додатковою так і від'ємною, але її неможливо точно визначити.

За умови, що фактичні втрати електроенергії точно збігаються з розрахунковими (технологічними) втратами, ми можемо вважати, що загальна фактична похибка обліку електроенергії є рівною нулю.

У випадку, коли фактичні втрати перевищують розрахункові, також виправдано припустити наявність втрат, спричинених дозволеною похибкою у обліку, та обчислити ці втрати, керуючись гранично допустимою величиною цієї похибки.

В іншій ситуації, коли розрахункові втрати перевищують фактичні, доцільно вважати, що фактична похибка є від'ємною, але вважати її частиною технічних втрат не слід. Вона приймається рівною нулю.

4. ЗАХОДИ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

4.1. Структура заходів зниження втрат електричної енергії

Зменшення втрат електроенергії встановлено як основний показник ефективності з енергозбереження, завдяки здійсненню цільових програм. Основною метою зниження втрат у державній програмі виступає показник частки втрат у електричних мережах. Згідно з цією програмою (в рамках підпрограми «Енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності у електричних мережах») передбачено, що рівень втрат у електричних мережах має бути знижений до 8...9% у результаті реалізації підпрограми.

За програмою, основні організаційні заходи для збереження енергії і покращення енергетичної ефективності у секторі електроенергетики включають:

- встановлення систем моніторингу за заощадженням енергії та ефективності її використання;
- навчання та підвищення кваліфікації керівного складу і професіоналів у сфері збереження енергії та її ефективного використання;
- розроблення та впровадження системи енергетичного менеджменту.

Основні технічні кроки у сфері енергозбереження та підвищення її ефективності в електричних мережах зосереджені на скороченні втрат електроенергії та вдосконаленні систем обліку електроенергії, як комерційного, так і технічного вимірювання у електромережах та для споживачів. План запровадження масштабних робіт з реконструкції електричних мереж для збільшення їхньої надійності та ефективності.

Традиційно заходи щодо скорочення втрат ділили на три категорії: організаційні, технологічні та вдосконалення системи обліку електроенергії. Інший розподіл - це на безвитратні (не потребують капіталовкладень) та витратні (маловитратні, середньовитратні і багатовитратні). За класифікацією розв'язуваних задач цільово розподілити заходи на такі, що:

- покращують (оптимізують) режими функціонування електромереж та їх обладнання (таблиця 4.1);
- сприяють зменшенню втрат завдяки реконструкції електричних мереж та встановленню новітнього енергозберігаючого обладнання (таблиці 4.2 та 4.3);
- удосконалюють засоби та системи обліку і запобігають крадіжкам електроенергії.

До першої категорії відносяться задачі пов'язані з оптимальним керуванням режимами роботи електромереж, до другої категорії - реконструкцією, модернізацією та проектуванням і, до третьої, - поліпшенням методів і засобів обліку електричної енергії, що базуються на автоматизованих інформаційно-вимірювальних системах.

Таблиця 4.1. Заходи, що поліпшують режими роботи електричних мереж та їх обладнання

№ пп	Найменування заходу	Визначальний чинник
1	2	3
1	Оптимальне управління по напрузі і потужності в мережі 110 (150) кВ і вище	Зниження навантажувальних втрат потужності в кожному розглянутому режимі
2	Оптимальне управління за місцем розмикання мереж з двостороннім живленням 6...110 (150) кВ	Зниження навантажувальних втрат електроенергії на кожному розглянутому інтервалі часу
3	Проведення перемикань в схемі мережі, що забезпечують зниження втрат електроенергії, за рахунок перерозподілу її потоків по лініях електропередачі	Зниження навантажувальних втрат електроенергії при кожному стані схеми на розглянутому інтервалі часу
4	Здійснення регулювання напруги в центрах живлення мереж 6...110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії	Зниження навантажувальних втрат електроенергії при кожному стані дискретних засобів регулювання напруги (при безперервному управлінні - відповідно до заданим законом регулювання)
5	Введення в роботу невикористовуваних засобів автоматичного регулювання напруги (АРН) на трансформаторах з РПН	Зниження навантажувальних втрат електроенергії на кожному розглянутому інтервалі часу
6	Відключення в режимах малих навантажень одного з трансформаторів на підстанціях з двома і більше трансформаторами	Зниження суми навантажувальних втрат і втрат XX трансформаторів
7	Відключення трансформаторів на підстанціях з сезонною навантаженням	Зниження втрат XX в періоді відключення

продовження таблиці 4.1.

1	2	3
8	Вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ	Зниження сумарних навантажувальних втрат потужності та електричної енергії по фазах і нейтральному провіднику на тривалий період
9	Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження	Зниження добових навантажувальних втрат електричної енергії
10	Зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій	Зменшення електроспоживання

Таблиця 4.2. Заходи, пов'язані з реконструкцією електричних мереж

№ пп	Найменування заходу	Визначальний чинник
1	Монтаж та впровадження у роботу пристроїв для компенсації реактивної потужності в мережах енергетичної системи	Поява можливості зниження навантажувальних втрат потужності в кожному розглянутому сталому режимі
2	Заміна проводів на перевантажених лініях	Зниження навантажувальних втрат електроенергії
3	Заміна відгалужень від ПЛ 0,4 кВ до будівель	Зниження навантажувальних втрат електроенергії
4	Заміна перевантажених, установка і введення в експлуатацію додаткових силових трансформаторів на діючих підстанціях	Зниження навантажувальних втрат електроенергії
5	Заміна недовантажених силових трансформаторів	Зниження втрат ХХ
6	Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу	Зниження навантажувальних втрат електроенергії
7	Розукрупнення розподільних ліній 0,4-35кВ	Зниження навантажувальних втрат електроенергії

Таблиця 4.3. Заходи з модернізації електричних мереж з супутнім ефектом зниження втрат електричної енергії

№ пп	Найменування заходу	Обладнання та технології
1	2	3
1	Оновлення обладнання, що застаріло і є неефективним з погляду економічності	1. Провід для ПЛ з підвищеною пропускну здатністю 2. Трансформатори з зниженим рівнем навантажувальних втрат і втрат ХХ 3. Інтелектуальні лічильники
2	Впровадження інноваційних технологій та пристроїв у розподільних мережах	Мала розподілена енергетика Мережеві накопичувачі електричної енергії Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену Високотемпературні надпровідникові кабелі, трансформатори, компенсатори і індуктивні накопичувачі енергії

продовження таблиці 4.3.

1	2	3
		Динамічне управління електромережами (smart grid) Інтегровані АСДТУ/АИИС КУЕ (ТУЕ)
3	Запровадження інноваційного обладнання та технологій в магістральних електромережах	Керовані (гнучкі) лінії електропередачі змінного струму (пристрої FACTS): - УШР, СТК, СТАТКОМ, ФПУ, УУПК Вставки постійного струму Цифрові підстанції
4	Підвищення якості постачання електроенергії	Моніторинг, контроль і аналіз показників якості електричної енергії Автоматизовані ПС в мережах всіх класів напруг Фільтрокомпенсуючі пристрої Регулювальні трансформатори
5	Збільшення ефективності управління об'єктами в електричних мережах	Повноцінні системи моніторингу стану обладнання та його технічного обслуговування Оцінювання технічного стану кабелів без припинення їхньої експлуатації

Вдосконалення системи розрахункового і технічного обліку споживання електричної енергії:

- організація процесу збору показників лічильників, яке здійснюється по споживачах строго за графіком;
- монтаж інформаційно-вимірювальних систем автоматизації для комерційного та технічного обліку (АИИС КУЕ);
- виділення ланцюгів обліку електроенергії з конкретними обмотками трансформаторів струму;
- відключення перевантаження і недонавантаження ланцюгів струму і напруги;
- монтаж електролічильників підвищених класів точності;
- монтаж додаткових пристроїв: трансформаторів струму, трансформаторів напруги, лічильників;
- організація перевірок та контроль за своєчасним та точним зняттям показників електролічильників;
- монтаж систем обліку на межах мережевої організації з іншими мережевими організаціями та споживачами;

- складання і аналізування балансів енергоспоживання по підстанціям та електростанціям;
- компенсація надлишкового індуктивного навантаження в трансформаторах напруги;
- встановлення на підстанціях з черговими сигналізації про несправності високовольтних пристроїв захисту для трансформаторів напруги та інше.

Далі аналізуються ключові дії, спрямовані на покращення умов експлуатації електричних мереж і його обладнання з ціллю збільшення енергоефективності. Зокрема, розглядаються стратегії для зниження втрат енергії завдяки модернізації електромереж та встановлення сучасного енергозаощаджувального устаткування. Кількісний аналіз ефективності таких дій вимагає параметрів як для нових, так і для зношеного обладнання, котре перебувало в експлуатації велику частину нормативного терміну служби.

4.2. Оптимальне управління по напрузі і потужності в мережі 110 кВ і вище

Покращення режимів роботи електромереж здійснюється через оптимальне керування реактивними потужностями генераторів електростанцій та включених в роботу компенсаційних пристроїв реактивної потужності. Крім того, ефективно застосовуються зміни коефіцієнтів трансформації регульованих трансформаторів, налаштованих на автоматичний режим роботи.

Визначення оптимального режиму по напрузі та реактивної потужності відбувається методом розрахунків за допомогою спеціалізованих програм для оптимізації усталених режимів - оптимізація режимів по напрузі та реактивній потужності джерел енергії. Здійснюється врахування обмежень на регульовані параметри (реактивні потужності джерел енергії та коефіцієнти трансформації трансформаторів), напруги, а також струми у лініях і трансформаторах.

Оптимізація виконується для типових режимів роботи електромережі або ж у реальному часі (під час процесу). Кожен виконаний розрахунок встановлює

ідеальні значення регульованих параметрів на короткий чи відносно довгий період часу, під протягом якого очікується незначні зміни режиму в порівнянні з розрахунковим.

Однак лише проведення розрахунків економічного ефекту не принесе, потрібно також застосування отриманих результатів шляхом установки регульованих параметрів в точках мережі та у моменти часу, для яких здійснювався розрахунок.

4.3. Оптимальне управління за місцем розмикання мереж з двостороннім живленням 6... 10 кВ

У мережах електропостачання середнього та високого рівнів напруги можливі навантаження, електропостачання котрі забезпечуються від двох або більше джерел. Ці схеми розроблені для забезпечення споживачів першої та другої категорій із високим рівнем надійності електрозабезпечення. В окремих випадках, не знижуючи рівень надійності і при умові наявності автоматичного вмикача резерву, допускається експлуатація електромережі з розривом багатостороннього живлення та приведення робочої схеми до радіально-магістрального типу. У такій схемі в аварійних ситуаціях швидко активується резервне живлення.

Зазначені кроки по розділенню мереж і перетворення її до розімкненого типу можуть сприяти істотній економії енергії та зниженню втрат потужності.

Електромережі середньої напруги, а інколи і мережі 110 кВ, функціонують у розімкнутому режимі, таким чином пропонується знайти не розмикання контурів мереж, а ідеальне місце для їх розмикання.

Перестановка точки розмикання лінії 6...110 кВ, яка живиться з двох сторін, веде до перерозподілу навантажень не лише по відрізках даної лінії, але й серед пунктів живлення, що спричиняє зміну втрат у зовнішній мережі. Визначення найбільш вданого місця для розмикання має сприяти зведенню до мінімуму загальних втрат. Зміна втрат безпосередньо у самій лінії 6...110 кВ

відбувається при аналізі режиму за різними позиціями розмикання. Щоб врахувати зміни втрат, які надходять, у внутрішній мережі, потрібно знати, як втрати енергії у ній залежать від навантажень на конкретну пару підстанцій. Оскільки зменшення навантаження на одну підстанцію майже ідентично збільшує її на іншій, достатньо отримати залежність втрат в зовнішній мережі від навантаження на одну підстанцію:

$$\Delta W_{\text{вн}} = aS_1^2 + bS_1 + c. \quad (4.1)$$

З цією метою виконують розрахунок декількох сценаріїв роботи живильної мережі з різноманітними навантаженнями S_1 . Навантаження другого джерела S_2 в кожній розрахунковій ситуації коригують на протилежну величину. Коефіцієнти у виразі (4.1) визначаються через апроксимацію отриманих даних розрахунків.

4.4. Проведення перемикань в схемі мережі, що забезпечує зниження втрат електроенергії, за рахунок перерозподілу її потоків по лініях електропередачі

Електромережі нижчої, середньої та вищої напруги володіють можливістю резервування та передачі електроенергії до споживачів за різними схемами. Так, на низькій напрузі можуть здійснюватися комутації в системі, що призводять до зміни джерел живлення, наприклад з іншої трансформаторної підстанції. На великій напрузі станції з напругою у 110 кВ можуть отримувати живлення через альтернативну лінію або інший варіант схеми мережі. Такий підхід порівнюється з визначенням точки розмикання лінії з двостороннім живленням і потребує також врахування змін втрат електроенергії в мережі, зовнішній по відношенню до розглянутої. Водночас використання такої ж прямої залежності, як (4.1), тут неможливо, тому потрібно робити розрахунки одночасно для оптимізуємої і зовнішньої мережі.

4.5. Здійснення регулювання напруги в центрах живлення мереж 6...110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії

Регулювання рівня напруги дозволяє підтримувати прийнятні значення усталеного відхилення напруги біля споживачів та в пунктах приєднання електроенергії відповідно до стандартів і умов контрактів. Проте режим, що відповідає цим критеріям, не є єдиним можливим. Існує цілий спектр дозволених режимів, що відповідають вимогам до регулювання напруги, які відзначаються власними параметрами режиму і втратами потужності в контрольованій мережі. Математичне завдання полягає у пошуку оптимального режиму у визначеній області допустимих режимів.

Пошук оптимального режиму роботи можна здійснити через програмне забезпечення для оптимізації режимів або застосуванням простої методики вибору очевидних варіантів.

Показник ефективності цього заходу залежить від рівня автоматизації виміру, наявності телемеханічних систем та застосуванні засобів автоматизованої інформаційно-вимірювальної системи для комерційного обліку електроенергії (АИИС КУЕ).

4.6. Введення в роботу невикористовуваних засобів автоматичного регулювання напруги (АРН) на трансформаторах з РПН

Як було вказано раніше, оптимізація експлуатаційного режиму та здійснення оптимального управління може виконуватися у одному часовому ритмі з процесом. Здійснення оптимального контролю в реальному часі немислиме без використання автоматичних систем. У цьому контексті мова йде про АРН. Розрахунок ефекту проводиться на основі порівняння кількості економленої електроенергії завдяки більш частій зміни відгалужень РПН у порівнянні з епізодичними ручними переключеннями або ситуацією повної відсутності регулювання.

4.7. Вимкнення одного з трансформаторів при низьких навантаженнях на підстанції з двома трансформаторами

Втрати в режимі холостого ходу трансформаторів мають значний вплив на загальний обсяг втрат електричної енергії в розподільних мережах. В певних випадках, для енергосистем із мережами 10(6)/0,4 кВ переважно кабельними лініями, втрати у режимі холостого ходу трансформаторів можуть домінувати в структурі загальних втрат. Таким чином, скорочення таких втрат у цих мережах є пріоритетним завданням.

Одним із методів зменшення втрат холостого ходу є вимкнення трансформаторів, якщо така дія не призводить до суттєвого зростання навантажувальних втрат та здійснюється електропостачання споживачам через іншу схему мережі. Це можливо, зокрема, шляхом відключення одного з двох паралельно працюючих трансформаторів на період низької їх завантаженості.

У випадках коли трансформатори мають мале навантаження, втрати холостого ходу перевершують навантажувальні втрати, через що стає доцільним відключення одного з двох паралельно працюючих трансформаторів. Обґрунтування економічної доцільності такого вимкнення базується на рівнянні, сформульованому з врахуванням такої логіки.

Розрахунок втрат потужності у варіантах із одним або двома однаковими трансформаторами виконують використовуючи наступні формули

$$\begin{aligned}\Delta P^I &= \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} R + \Delta P_x, \\ \Delta P^{II} &= \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_x.\end{aligned}\tag{4.2}$$

де ΔP^I і ΔP^{II} - втрати потужності для ситуацій з одним і двома трансформаторами відповідно; S - передана потужність; $U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга; R - опір обмотки трансформатора; ΔP_x - потужність втрат холостого ходу трансформатора.

На рисунку 4.1 показані зміни у втратах потужності під час роботи одного і двох паралельно працюючих трансформаторів в залежності від потужності, що передається.

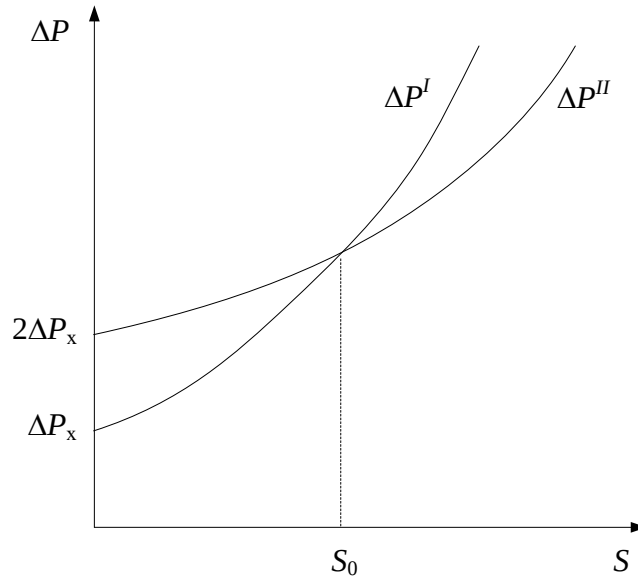


Рис. 4.1. Втрати потужності при роботі одного та двох трансформаторів

На рисунку 4.1 показана точка перетину графіків S_0 , в цій точці втрати потужності для одного та двох трансформаторів стають рівними. Відтак у точці S_0 може бути сформульоване таке рівняння:

$$\frac{S_0^2}{U_{\text{ном}}^2} R + \Delta P_x = \frac{S_0^2}{U_{\text{ном}}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_x, \quad (4.3)$$

в результаті спрощення якого отримаємо:

$$\frac{S_0^2}{U_{\text{ном}}^2} \frac{R}{2} = \Delta P_x. \quad (4.4)$$

розв'язання цього виразу надає формулу для обчислення S_0

$$S_0 = U_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2\Delta P_x}{R}} \quad (4.5)$$

З рисунку 4.1 видно, що при потужності нижче S_0 $\Delta P^I < \Delta P^II$ ефективніше використовувати один трансформатор.

4.8. Відключення трансформаторів на підстанціях з сезонним навантаженням

Одним із заходів для зменшення втрат холостого ходу є відключення трансформаторів у місцях споживання з сезонною змінністю навантажень, такими як виробництва, що функціонують лише влітку, літні оздоровчі табори, садові товариства та інші.

Розрахунок ефективності цієї стратегії досить простий. Розраховується обсяг електроенергії, яку спожив трансформатор протягом періоду його відключення, включаючи втрати на лінії, до якої під'єднаний трансформатор. Коли ця лінія живить лише споживача, що був від'єднаний, втрати струму XX , що тече через неї, є незначними, але якщо на лінії є й інші навантаження, то втрати можуть бути порівнянними з втратами в самому трансформаторі. Також ураховуються втрати активної та реактивної потужності внаслідок XX трансформатора, які передаються по лінії при його активному стані.

4.9. Вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ

Електричні мережі з напругою 0,4 кВ, як правило, чотирипровідні. Підключення однофазних навантажень через два проводи часто викликає нерівномірне навантаження фаз за силою струму та значенням коефіцієнта потужності. Також важливо врахувати, що рівень нерівномірності може часто змінюватися в залежності від дій людей і програмами роботи автоматичних електричних споживачів. У трифазних системах змінного струму характеристиками несиметрії служать коефіцієнти несиметрії напруги нульової та зворотної послідовності.

Несиметрія параметрів системи в цьому випадку відносно невисока порівняно з несиметрією навантажень.

Режим рівномірного навантаження фаз у чотирьохпровідній системі електропостачання з напругою 0,38 кВ вважається найбільш ефективним з

огляду на мінімізацію втрат енергії та потужності. Втім, при наявності споживачів з однофазним підключенням повна симетрія є недосяжною. Тим не менш, існує можливість зниження так званої систематичної несиметрії, що має тривалий або постійний характер. Для відображення величини нерівномірності навантаження на фази вводиться коефіцієнт нерівномірності $k_{\text{нер}}$, зазначений у формулі (4.6), який демонструє відсоткове зростання втрат потужності в несиметричному режимі порівняно з симетричним режимом

$$k_{\text{нер}} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} \right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}}, \quad (4.6)$$

де I_A, I_B, I_C - фактичні струмові навантаження фаз; $R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}$ - співвідношення опорів нульового проводу до опору фазного проводу.

Значення коефіцієнта $k_{\text{нер}}$, як правило, коливається між 1,15 та 1,55. У загальному випадку, лінії зі значеннями коефіцієнта нерівномірності вище 1,15 розглядаються як такі, що мають підвищені норми втрат. В таких лініях необхідна робота з вирівнювання навантажень фаз для усунення систематичної несиметрії.

Регулярне виявлення несиметрії навантаження на фази є обов'язковим, адже з плином часу несиметрія схильна до збільшення. Рекомендується здійснювати коригування навантажень фаз щонайменше двічі на рік.

Форма для запису даних вимірювань та їх графічне відображення наведені у таблиці 4.4 та на рисунку 4.2.

Таблиця 4.4. Результати замірів струмів і напруг фаз ліній (фідерів), що відходять від ТП

Дата виміру навантаження/час	18.09/09-00			20.06/15-00			09.03/14-40			29.01/16-30		
Температура повітря, °С	+15			+19			-10			-25		
Фази	А	В	С	А	В	С	А	В	С	А	В	С
Т-1 U, В	219	216	223	220	216	226	213	210	228	214	214	227
Трансформаторний ввод, I, А	43	76	66	44	78	67	122	254	88	182	291	156
ф.1 I, А	18	47	20	25	53	24	58	172	53	118	188	118
ф.2 I, А	5	7	9	1	5	3	0	11	12	5	16	2
ф.3 I, А	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
ф 4 I, А	20	22	37	18	20	38	64	71	23	59	87	36

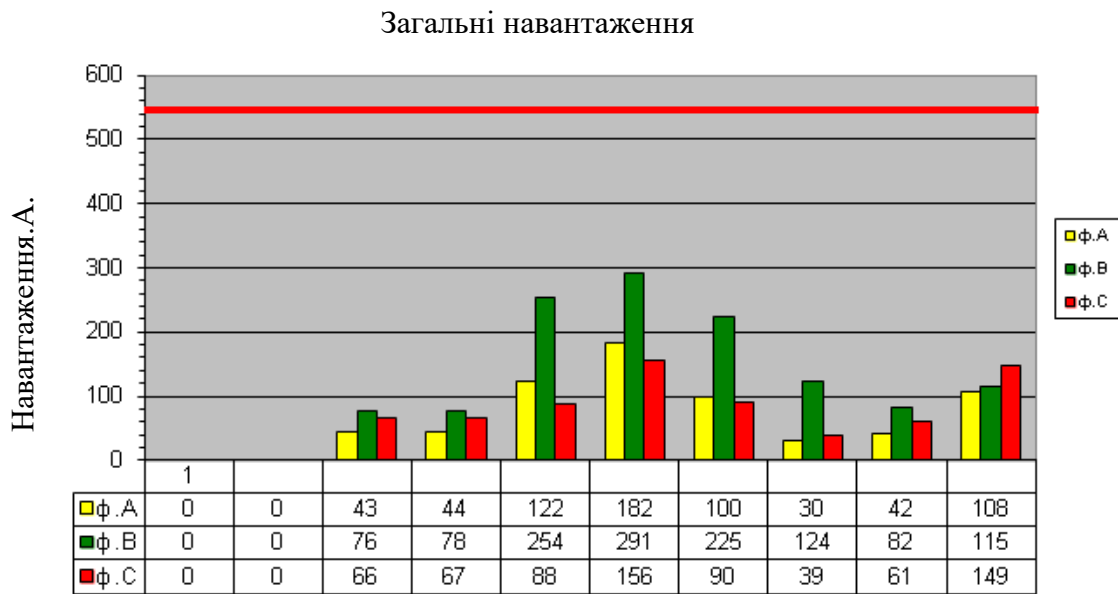


Рис. 4.2. Діаграма вимірних струмів фаз (А, В і С) по датах замірів

З діаграми видно, що розподіл навантажень по фазах вводу трансформатора є нерівномірним. Проте, аби оцінити нерівномірність фазових навантажень по лініях, необхідно проаналізувати виміри струму у лініях. У цьому прикладі звертає на себе увагу струм фази В, який регулярно має більші показники в фідері Ф1 порівняно з іншими. Три показники коефіцієнтів нерівномірності фазових навантажень з останніх замірів (таблиця 4.4), розраховані згідно з (4.6) за зростаючими датами, складають: 1,848; 1,391 і 1,545. Усі значення $k_{\text{нер}}$ перевищують 1,15, з чого можна зробити висновок про доцільність симетрування фаз у фідері Ф1.

Зниження витрат електричної енергії внаслідок заходів по симетруванню навантажень по фазах обчислюють за наступною формулою:

$$\delta \Delta W = \Delta W_{\text{н}} \left(1 - \frac{k_{\text{нер}2}}{k_{\text{нер}1}} \right), \quad (4.7)$$

де $k_{\text{нер}1}$ та $k_{\text{нер}2}$ - це коефіцієнти нерівномірності навантажень до і після, відповідно, симетрування; $\Delta W_{\text{н}1}$ - втрати електроенергії у вихідному режимі.

Як уже зазначалось раніше, ефективність здійснених дій з часом знижується, тобто несиметрія знову зростає, підвищуючи зумовлені нею надлишкові втрати. Проведення періодичних процедур для мінімізації несиметрії дозволяє підтримати прийнятний рівень втрат внаслідок несиметрії, проте не забезпечує додаткового зменшення втрат. Виконання цих заходів на початку може сприяти підвищенню ефективності робіт мереж, однак надалі їхнє повторне проведення лише утримує втрати на досягнутому рівні, але їхня систематична реалізація задля простого утримання не веде до нових суттєвих знижень втрат.

4.10. Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження

Споживачі, які зацікавлені у використанні електроенергії під час періодів нічного спаду в добовому графіку навантажень, здатні зменшувати споживання в час пікових навантажень - у ранкові та вечірні години, завдяки чому втрати в лініях, що живлять такого споживача, зменшуються.

Зменшення втрат електроенергії завдяки реалізації цього заходу може бути обчислено за допомогою різниці квадратів коефіцієнтів форми графіка навантаження до і після вирівнювання

$$\delta\Delta W = \frac{(W^2 + W_p^2)}{U_{\text{ном}}^2 T} R_{\text{екв}} (k_{\phi 1}^2 - k_{\phi 2}^2), \quad (4.8)$$

де W та W_p - це, відповідно, передана в мережу активна і реактивна електричні енергії; $U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга в електромережі; T - розрахунковий період; $R_{\text{екв}}$ - еквівалентний опір мережі; $k_{\phi 1}$ та $k_{\phi 2}$ - коефіцієнти форми сумарного навантаження мережі до і після вирівнювання, відповідно.

4.11. Установка і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистеми

Передача реактивної потужності через мережу призводить до втрат активної потужності та енергії, що можна зменшити, встановлюючи пристрої для компенсації реактивної потужності (ПКРП) у точках електромережі, розташованих далеко від джерел електроенергії, та в місцях споживання енергії.

У сфері проектування та використання електричних мереж відома проблематика визначення локацій і параметрів компенсації ПКРП. Вона поставлена як наступне.

Аналізується електромережа з одним або декількома рівнями напруги, що має один центр живлення. Є дані про графіки навантажень вузлів мережі в денний і річний цикли. Відомі регламенти роботи ЦП у частині генерації активної та реактивної потужності та середні рівні напруги на його шинах.

Необхідно визначити оптимальний метод розміщення та величину джерел реактивної потужності у вузлах електромережі з навантаженням. При цьому зазвичай встановлюють заздалегідь, де точно на шинах будуть розміщені пристрої для компенсації.

Це завдання відноситься до категорії нелінійного програмування, і наразі на ринку програмного забезпечення не існує сертифікованих програм для його рішення. Проте, є численні експериментальні дослідження і кілька варіантів застосування програм оптимізації усталених режимів. Задача вирішується на підставі різноманітних обмежень, оцінок експертів та варіації можливих рішень.

Після визначення обладнання та місця його установки, переходимо до наступного кроку, який викладено у пункті 4.2.

Оцінка вигоди даної дії можлива для планового рішення із обрахунком середнього щорічного ефекту від скорочення споживання електроенергії, інтегральний дисконтований чистий прибуток (ІДЧП) та періоду окупності.

Зменшення обсягу реактивної потужності, яка проходить через лінії електропередачі і трансформатори, стає одним із найбільш ефективних способів зниження навантажувальних втрат у електромережах.

Основними визначальними чинниками ефективності дій по зниженню втрат електроенергії у зв'язку із скороченням передачі реактивної потужності в елементі електромережі є активний опір заміщення в електричній схемі цього елемента і обсяг переданої реактивної потужності.

4.12. Заміна проводів на перевантажених лініях

З часом та збільшенням навантажень у системі деякі ділянки стають перевантаженими по струму, що відчувається як постійно, так і протягом декількох годин у день. Така ситуація призводить до значних втрат у напрузі та у споживанні енергії.

В асортименті сучасного ринку електричних товарів з'являється все більше нових типів проводів та кабелів з вищою пропускну здатністю та можливістю витримувати підвищеною температуру навантаження до 210°C. Неодмінно, при спорудженні нових та реконструкції існуючих високовольтних ліній користуються самонесучими проводами на ПЛ-0,4 кВ, захищеними проводами на 6...35 кВ і кабелями з ізоляцією із зшитого поліетилену. В певних випадках беруть до уваги можливість використання кріогенних електропередач.

Процедура заміни проводів є кошовною і не завжди виправданою. Це зазвичай має місце, коли значний фізичний знос комплектуючих ЛЕП та потреба збільшити пропускну здатність обов'язково зумовлюють перебудову ЛЕП. Зменшення енергетичних втрат в цьому контексті є додатковим позитивним наслідком. У деяких ситуаціях заміна проводів здійснюється у найбільш навантажених частинах розподільних мереж 6-10 та 0,38 кВ, як наприклад, на деяких ділянках основного відрізка фідеру, що вважається заходом по скороченню втрат.

Зниження втрат електроенергії відбувається у прямій залежності від активного опору мережі.

Ділянку електропередачі визнають перевантаженою, якщо спостерігаються такі обставини:

- у пікові години роботи струм, що проходить через мережу, наближається до максимально дозволеного з урахуванням перегріву, і такі ситуації тривають недовго - кілька годин на день під час пікових річних навантажень;
- величина густини струму в лінії протягом декількох годин на день і більшу частину днів у році вище $1,5...2 \text{ А/мм}^2$. В таких умовах кількість годин з реальним піком навантаження є значним і перевищує 4000...5000 годин;
- середня величина щільності струму по ділянці за розрахунковий проміжок часу, що може складати місяць або навіть рік, вище 1 А/мм^2 ;
- рівень напруги на кінці лінії недостатній для забезпечення прийняттого відхилення напруги у споживачів.

Зазвичай для перевантажених ділянок характерні два або більше вказаних умови.

4.13. Заміна перевантажених, установка і введення в експлуатацію додаткових силових трансформаторів на діючих підстанціях

Силові масляні трансформатори, як правило, витримують підвищені навантаження впродовж зазвичай кількох годин щодня згідно з їхніми технічними можливостями. Це базується на припущенні, що трансформатори працюють з недовантаженням у решту часу. Якщо перевантаження та недовантаження мають однакову тривалість та інтенсивність, тоді термін служби трансформатора залишиться в межах норми. Слід також врахувати додаткові втрати електроенергії через нерівномірність графіку навантажень і визначити втрати ХХ трансформатора, який заміняємо (старий чи новий із пониженими втратами). Прості розрахунки пропонованої потужності двох варіантів допоможуть швидко зробити вибір, і як зазвичай, в перевагу надається старому

трансформатору. Проте, коли трансформатор експлуатується довше 30 років і зазнає систематичних тривалих великих перевантажень, його втрати ХХ через старіння магнітного проводу зростають, і витрати на капітальний ремонт можуть бути порівняні з покупкою нового, сучасного трансформатора зі зменшеними навантажувальними втратами та втратами холостого ходу.

4.14. Заміна недовантажених силових трансформаторів

Трансформатори з недостатнім завантаженням мають високі втрати холостого ходу у співвідношенні з втратами при навантаженні (відсоткові втрати). Оновлення таких трансформаторів на одиниці з меншою потужністю зменшує втрати холостого ходу, проте може зростити навантажувальні втрати.

Найбільш прийнятною мірою, пов'язаним з заміною трансформаторів, є обмін трансформаторами з підстанцією, де навпаки існує перевантаження трансформаторів. Найкращим рішенням був би обмін трансформаторами навзаєм між декількома підстанціями та можливо, заміна одного чи декількох із них на сучасну модель. Загальне зниження втрат на всіх підстанціях, що беруть участь у заміні, може прискорити окупність нових трансформаторів.

Заміна недовантажених сухих трансформаторів не економічно обґрунтована через значно вищу ціну (майже у чотири рази) у порівнянні з масляними трансформаторами. Через високу вартість капітальних заходів у заміну трансформаторів, варто спершу звернути увагу на заміну саме масляних трансформаторів.

Скорочення втрат електроенергії під час оновлення трансформаторів відбувається переважно за рахунок зниження втрат холостого ходу та, в разі заміни застарілих моделей на новітні, зменшення навантажувальних втрат. Оновлення трансформаторів через низький коефіцієнт їх завантаження рекомендується для розподільовальних трансформаторів при коефіцієнтах нижчих за 0,3...0,4. У такій ситуації, як правило, втрати холостого ходу

перевищують втрати на навантаженні, що призводить до відносного зростання втрат ХХ.

Зменшення втрат у результаті заміни трансформаторів обраховується згідно із формулою, кВт·год:

$$\delta\Delta W_{\text{тр}} = (\Delta P_{\text{хх1}} - \Delta P_{\text{хх2}})T + (\Delta P_{\text{кз1}} k_{\text{з.т1}}^2 - \Delta P_{\text{кз2}} k_{\text{з.т2}}^2)\tau, \quad (4.9)$$

де $\Delta P_{\text{хх1}}$ і $\Delta P_{\text{хх2}}$ - втрати ХХ замінного і заміщеного трансформаторів, відповідно, кВт; $\Delta P_{\text{кз1}}$ і $\Delta P_{\text{кз2}}$ - втрати короткого замикання замінного і заміщеного трансформаторів, відповідно, кВт; $k_{\text{з.т1}}$ і $k_{\text{з.т2}}$ - коефіцієнти завантаження замінного і заміщеного трансформаторів, відповідно; T - час роботи трансформаторів, год; τ - час максимальних втрат.

4.15. Установка і введення в роботу регулювальних трансформаторів

Трансформатори з можливістю регулювання зазвичай використовують для регулювання рівня напруги або покращення пропускної здатності та статичної стійкості систем електропередачі (трансформатори із подовжньо-поперечним регулюванням). Хоча монтаж таких трансформаторів не є безпосередньо спрямованим на зниження втрат електричної енергії, але він може зумовити зниження втрат завдяки збільшенню напруги в мережевих вузлах та перерозподілу потоків електроенергії у магістральних лініях.

4.16. Перевід електричних мереж на більш високу номінальну напругу

Перевід ПЛ на більш високу ступінь номінальної напруги є одним з найефективніших, але і дорогих заходів. Конструктивно цей захід пов'язано зі збільшенням рівня ізоляції фаз, збільшенням міжфазних відстаней, можливо, заміною проводів, і реконструкцією підстанцій.

Застосовується цей спосіб в основному для підвищення пропускної здатності електричної мережі для тих випадків, коли навантаження лінії досягла

граничних для існуючих номінальних напруги значень. Зниження втрат електроенергії тут, як і в попередньому заході, є супутнім ефектом.

4.17. Застосування нового енергозберігаючого обладнання

Використання кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену. Використання кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену дає економію у втратах електричної енергії в порівнянні зі звичайними кабелями з паперовою ізоляцією в кілька разів. Коефіцієнт діелектричних втрат у кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену дорівнює 0,001 замість 0,008.

Втрати електричної енергії в ізоляції кабелів з паперовою ізоляцією на напругу 10 кВ на 1 км складають:

Переріз, мм ²	Втрати, тис.кВт·год/км на рік
120	1,08
150	1,17
185	1,28
240	1,67

У середньому маємо втрати 1,3 тис.кВт·год/км на рік. Втрати в кабелях з ізоляцією із зшитого поліетилену виходять $1,3/8=0,063$ тис.кВт·год/км на рік і економія у втратах електричної енергії на 1 км кабельної лінії на напрузі 10 кВ дорівнює 1,237 тис.кВт·год/км в рік.

Впровадження симетруючих пристроїв на трансформаторах напругою 10 кВ. Спотворення фазних напруг через несиметричне навантаження по фазах в реальних умовах експлуатації нерідко викликає їх відхилення вже на низьковольтних вводах трансформаторів 10/0,4 кВ. Застосування трансформаторів з симетруючими пристроями, таких як ТМГСУ, ТМГСУ11, забезпечують підтримання симетричності фазних напруг в мережах з нерівномірним пофазним навантаженням. Опір нульової послідовності цих трансформаторів в середньому в три рази менше, ніж у трансформаторів з відповідними параметрами без симетруючого пристрою зі схемою з'єднання

обмоток U/U_n-0 . У цих трансформаторах не виникає перегріву струмами нульової послідовності при нерівномірному навантаженні фаз і при сумарній потужності навантаження, дорівнює або нижче номінальної, що істотно скорочує втрати електроенергії. Симетруючий пристрій являє собою котушки індуктивності, додатково підключені до обмоток трансформатора і з'єднані в загальну точку. Усуваючи нульовий зсув, воно забезпечує рівномірність фазових напруг за несиметричного навантаження, знижує шум роботи трансформатора, покращує синусоїдальність кривої напруги за наявності нелінійних приладів (люмінесцентних ламп, випрямлячів, зварювальних апаратів), а при короткому замиканні однієї з фаз підтримує напругу на інших в прийнятних межах.

Симетруючий пристрій зменшує втрати енергії не тільки безпосередньо у трансформаторах, але й у електромережі. Виконані розрахунки демонструють, що використовуючи симетруючий пристрій в середньостатистичній мережі, у якій трансформатор має потужність 100 кВА та струм в нульовому провіднику становить 25% від фазового номіналу, можна досягти зменшення втрат енергії через несиметрію напруг вже за перший рік експлуатації на 1693 кВт·год, що в порівнянні з системами трансформаторів типу U/U_n , де не застосовано симетруючий пристрій, та на 454 кВт·год в порівнянні із схемами трансформаторів U/Z_n . Отже, середнє зростання вартості серійно виготовлених трансформаторів розмірності ТМГСУ першого і другого габаритів на 8% зазвичай окупається протягом півроку роботи у порівнянні з ТМГ.

Впровадження силових трансформаторів в роботу зі зменшеними втратами потужності 10 кВ. На даний момент виробники силових трансформаторів почали випускати моделі зі зниженими втратами холостого ходу і короткого замикання. Для порівняння традиційних і енергозберігаючих трансформаторів можливо використати таблицю 4.5.

Таблиця 4.5. Порівняння втрат трансформаторів

Потужність трансформатора, кВА	630	1000	1250	630	1000	1250
Тип трансформатора	Втрати холостого ходу, кВт			Втрати при короткому замиканні, кВт		
Економний трансформатор	1,0	1,3	1,4	6,6	9,8	11,0
Звичайний трансформатор	1,2	1,6	1,9	7,8	10,8	13,0

Застосування проводу марки СІП на лініях 0,38 кВ. Проводи типу СІП використовують в мережах до 1 кВ - лінії з ізолюваними проводами (ПІІ). Ізолювані проводи вище 1 кВ, зокрема марки СІП-3, застосовуються на лініях з напругою від 6 до 35 кВ - лінії із проводами, що мають захист (ПІЗ).

Переваги використання СІП полягають у наступному:

- суттєве зниження (до 80%) витрат на експлуатацію;
- зниження навантажувальних втрат електроенергії в мережі;
- зниження втрат напруги у мережі;
- істотне скорочення несанкціонованих підключень до мережі.

Зазначені чинники сприяють скороченню експлуатаційних витрат, запобіганню крадіжок електроенергії та зменшують її втрат.

Застосування захищених проводів на лініях 10 кВ. У деяких ПЛ передачі електроенергії на номінальну напругу 10 (6), а також 35 кВ використовують самонесучі ізолювані кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену марки NEXANS, а так само ізолювані проводи зарубіжного та вітчизняного виробництва СІП-3, ПЗВ, PAS, SAX. Переваги ПЗВ полягають у суттєвому зменшенні експлуатаційних витрат та зменшенні втрат напруги, що в свою чергу призводить до менших втрат електроенергії. Проте вартість ПЗВ порівняно велика і їх використання має бути виправданим з техніко-економічної точки зору.

5. ОБГРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ ТЕХНІЧНО-ЕКОНОМІЧНОГО ХАРАКТЕРУ ДЛЯ СКОРОЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ

Одним із основних критеріальних показників ефективності інвестицій є інтегральний дисконтований чистий прибуток (ІДЧП) за розрахунковий період експлуатації обладнання електричної мережі. [1]

Серед кількох можливих інвестиційних проектів, за певного учасника проекту, найефективнішим є той, що пропонує максимальне значення ІДЧП для цього учасника, причому це значення є додатним.

Показник ІЧДП застосовується тоді, коли впровадження заходу відбувається протягом декількох років із змінними щорічними капіталовкладеннями, витратами на експлуатацію та відповідними податковими нарахуваннями.

ІЧДП представляє собою суму усіх дисконтуємих або ревальвіруємих в певний момент часу платежів та надходжень, що впливають з реалізації інвестиційного проекту. Чистий річний платіжний потік (чистий дохід) для року t є результатом віднімання видатків від доходів (без урахування джерел фінансування):

$$E_t = O_{pt} - I'_t - H_t - K_t + K_{\text{л}t}, \quad (5.1)$$

де O_{pt} - ефект від зниження втрат на рік t від реалізації частини інвестиційного проекту; I'_t - сумарні експлуатаційні витрати без відрахувань на реновацію в рік t ; H_t - податок на прибуток, який визначається через встановлений коефіцієнт оподатковуваного прибутку на рік; K_t - обсяг інвестицій на рік t ; $K_{\text{л}t}$ - ліквідна вартість об'єкта на рік t .

Чиста поточна вартість - це сума дисконтованих чистих потоків платежів протягом обчислюваного періоду T_p

$$E_{\text{л}} = \sum_{t=0}^{T_p} E_t (1 + E)^{-t}, \quad (5.2)$$

де E - стандартна норма дисконту (ставка дисконтування).

Позитивна вартість ІЧДП свідчить про те, що інвестор зуміє отримати наступні переваги за рахунок ефекту зменшення втрат у мережах:

- поверне вкладений капітал;
- отримає відсотки у розмірі ставки дисконтування;
- отримає проценти на вкладені кошти, що перевищують банківські ставки.

Якщо ІЧДП має нульове значення, інвестору будуть повернені його інвестиції з процентами, що дорівнюють нормі дисконту, отже, він має еквівалентну користь від інвестування капіталу як у цей проект, так і у банк.

В ситуації з негативною вартістю ІЧДП інвестор зможе повернути інвестиції (за умови позитивного чистого доходу), але процентна винагорода буде менша, ніж якби він розмістив кошти у банку.

Ефект від зменшення втрат електроенергії у (5.1) у контексті визначення потоків платежів розраховується відповідно до формули:

$$O_{pt} = (\Delta W_1 - \Delta W_2)_t C_{Et} = \delta \Delta W_t C_{Et}, \quad (5.3)$$

де ΔW_1 , ΔW_2 - технічні втрати електричної енергії у мережі до та після впровадження частини інвестиційного проекту за рік t ; C_{Et} - вартість втрат електричної енергії впродовж року t .

Якщо видатки на реалізацію заходів проводяться протягом одного календарного року, і експлуатаційні витрати протягом розрахункового періоду залишаються відносно однорідними, то наочним показником порівняльної ефективності є строк окупності (період повернення) вкладень у реалізації заходів, що обумовлено економією на електроенергії.

При розрахованому значенні річного зниження втрат електроенергії $\delta \Delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2$, кВт·год, за визначеною вартістю електроенергії на момент купівлі обладнання – C_E , грн/кВт·год і вартості обладнання - K , грн., то період окупності вкладень, виражений у роках, можна визначити відповідно до формули:

$$T_{ок} = \frac{K + 3}{C_E \delta \Delta W - pK / 100} = \frac{K + 3}{E}, \quad (5.4)$$

де $З$ - додаткові витрати, пов'язані з транспортуванням, установкою, монтажем обладнання тощо; p - відсоток амортизаційних відрахувань та щорічних витрат на обслуговування та поточний ремонт обладнання.

Протягом встановленого строку $T_{ок}$ витрати в обладнання будуть покриті внаслідок економії електроенергії, а далі економічний ефект щороку буде становити E , грн. Оцінка доцільності отриманих показників ефективності та виправданості заходу оцінюється керівництвом, що відповідає за вкладення коштів у придбання обладнання.

Для капітальних заходів, які вимагають разових інвестицій для зменшення витрат електроенергії і постійними експлуатаційними витрати протягом розрахункового періоду, слід в першу чергу вибирати ті, що мають короткий період окупності.

Для оцінки порівняльної ефективності заходів іноді розраховують простий період окупності:

$$T_{ок.пр} = \frac{K}{C_E \delta \Delta W}, \quad (5.5)$$

Заходи, що не потребують значних вкладень, слід впроваджувати в першу чергу, якщо вони мають найбільший абсолютний ефект по зниженню технічних витрат електричної енергії.

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

Існує суттєва відмінність між ефективністю зменшення технічних та комерційних витрат електричної енергії в мережах.

Зниження технічних витрат енергії виливається в чітку економію енергії, використаної для нагріву обладнання електромереж (під час транспортування по електромережам) та в зменшенні споживання палива на електростанціях для вироблення цієї зекономленої електроенергії.

Зниження комерційних витрат електроенергії забезпечує більш точні дані про господарсько-балансових показниках ТМО (про надходження електроенергії в мережу, видачу її з мережі, корисний відпуск споживачам і фактичних втратах електроенергії). При цьому технічні втрати можуть знизитися лише побічно за

рахунок більш точної інформації про потоки електроенергії по електричних мережах і більш точному виборі заходів щодо зниження втрат.

Зменшення комерційних втрат електроенергії, що не призводять до економії енергії, роблять можливим для ТМО заощаджування коштів за рахунок зменшення покупки на ринку наднормативних втрат електроенергії.

Розрахунок економічної ефективності заміни проводів на ПЛ-0,38 кВ

Захід - реконструкція ПЛ-0,38 кВ, включаючи заміну неізолюваних проводів на проводи марки СІП з однаковим перерізом фази (таблиця 5.1). Початкові відомості викладені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.1. Характеристики заходу

Характеристика	Опис
Короткий опис	Заміна проводу викликана незадовільним рівнем напруги у віддалених споживачів і досягненням нормативного терміну експлуатації активної частини ПЛ. Провід марки СІП мають індуктивний опір в 3 рази менше, ніж ПЛ, виконані неізолюваними проводами - за рахунок цього напруга в кінці лінії підвищиться. Це призведе і до зниження навантажувальних втрат в ПЛ
Енергозберігаючий захід	Використання проводу марки СІП замість традиційного неізолюваного проводу
Цільовий показник	Зниження втрат електричної енергії
Ефект енергозбереження	За рахунок зниження навантажувальних втрат і профілактики комерційних втрат
Системний ефект	Відсутній
Спосіб реалізації	Демонтаж неізолюваних проводів і арматури, монтаж проводів марки СІП без заміни опор

Таблиця 5.2. Вихідні дані

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Відпустка в мережу (на головній ділянці ПЛ), W_{OC}	тис.кВт·год/рік	600
Коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$	—	0,900
Коефіцієнт реактивної потужності, $\tg\varphi$	—	0,484
Час використання максимуму навантаження, T_{max}	год	5000,00
Число годин найбільших втрат, τ	год	3410,93
Максимальна активна потужність, $P_{max} = W_{OC} / T_{max}$	кВт	120,00
Максимальна реактивна потужність, $Q_{max} = P_{max} \tg\varphi$	квар	58,12
Довжина ПЛ, L	км	0,70

Розрахунок економічної ефективності. Ефективність оцінювалася шляхом зіставлення двох варіантів заміни старих проводів на проводи рівноцінного перерізу:

- варіант 1 - на неізолювані проводи марки А-50;
- варіант 2 - на ізолювані проводи марки СІП-2 3х50+1х54,6.

Для оцінки комерційних втрат, що мали місце раніше на ПЛ з неізолюваними проводами, необхідні фактичні втрати в мережі. Прийmemo фактичні втрати в мережі на 40% вище розрахункових навантажувальних втрат електричної енергії.

Річний економічний ефект розраховувався за формулою:

$$E = \delta \Delta W \cdot C_E,$$

де $\delta \Delta W$ - величина зниження втрат електричної енергії за рахунок проведеного заходу; C_E - вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії.

Параметри проводів ПЛ та їх вартість приведені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3. Параметри проводів ПЛ

Провода	Марка	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	K_0 , тис.грн./км	Витрати I_0 , %
Неізолювані	А-50	0,578	0,3	205,5	3
СІП	СІП-2 3х50+1х54,6	0,641	0,1	256,9	1

Розрахунок втрат електричної енергії. Для розрахунку втрат електричної енергії використаний метод розрахунку за величиною втрат напруги в лінії.

Формула для розрахунку втрат електричної енергії в % від відпустки в лінію:

$$\Delta W_{\%} = 0,7 k_{\text{нер}} \Delta U_{\%} \frac{\tau}{T_{\text{max}}},$$

де $k_{\text{нер}}$ - коефіцієнт, що враховує нерівномірність розподілу навантажень по фазах; τ - час максимальних втрат потужності; T_{max} - час використання максимального навантаження.

Коефіцієнт $k_{\text{нер}}$ при зіставленні втрат у двох варіантах може бути прийнятий рівним одиниці, τ і T_{max} вказані вище. Відносна величина втрат напруги $\Delta U_{\%}$ визначається на основі вимірів або розрахунковим шляхом у

режимі максимальних навантажень. У даному випадку виконаємо її розрахунок за величиною відпуску електричної енергії в мережу.

Умови розрахунку:

- навантаження (споживачі) вважаються розподіленими вздовж магістралі лінії рівномірно;
- індуктивний опір ПЛ для неізолюваних проводів приймається рівним 0,3 Ом/км, СП - 0,1 Ом/км.

Втрати напруги в магістралі при рівномірному розподілі навантажень уздовж магістралі визначається за формулою:

$$\Delta U_{\max} = \frac{P_{\max} R + Q_{\max} X}{2U_{\text{ном}}}.$$

Результати розрахунку для двох варіантів ПЛ приведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4. Результати розрахунків для двох варіантів

Найменування	Позначення	Одиниця виміру	А-50	СП-2 3*50+1*54,6
Активний опір лінії	R	Ом	0,40	0,45
Реактивний опір лінії	X	Ом	0,21	0,07
Втрати напруги	ΔU	В	75,95	72,39
Втрати напруги, фазне значення	$\Delta U_{\text{ф}}$	В	43,90	41,84
Втрати напруги у %	$\Delta U_{\%}$	%	18,99	18,10
Навантажувальні втрати електроенергії	$\Delta W_{\%}$	%	9,07	8,64
Навантажувальні втрати електроенергії за рік	ΔW	тис.кВт·год	54,40	51,85
Зниження навантажувальних втрат електроенергії за рік	$\delta \Delta W$	тис.кВт·год	—	2,55
Комерційні втрати за рік	$\Delta W_{\text{ком}}$	тис.кВт·год	21,76	—
Сумарні втрати за рік	ΔW_{Σ}	тис.кВт·год	76,16	51,85
Зниження сумарних втрат за рік	$\delta \Delta W_{\Sigma}$	тис.кВт·год	—	24,31
Капітальні вкладення (вартість проводів)	$K = K_0 L$	тис.грн.	143,85	179,82
Додаткові капітальні вкладення (використання СП)	ΔK	тис.грн.	—	35,97
Простий термін окупності додаткових капітальних вкладень	$T_{\text{ок}}$	років	—	0,23
Річний економічний ефект	E	тис.грн	—	159,47

Примітка. У розрахунку прийнята вартість втрат електричної енергії – 6,56 грн/кВт·год

Економічна ефективність заходу (використання СП):

- цільовий показник - 24,31 тис.кВт·год;
- річний економічний ефект – 159,47 тис.грн;
- простий термін окупності - 0,23 року.

*Розрахунок економічної ефективності заміни силових трансформаторів
на ТП-10/0,4 кВ*

Захід - реконструкція ТП 10/0,4 кВ із заміною двох силових трансформаторів ТМ-630 на трансформатори з зниженим рівнем втрат рівноцінної потужності (таблиця 5.5). Вихідні дані по ТП приведені в таблиці 5.6.

Таблиця 5.5. Характеристики заходу

Характеристика	Опис
Короткий опис	Реконструкція ТП 10/0,4 кВ викликана незадовільним технічним станом обладнання, включаючи силові трансформатори, термін експлуатації яких наближається до 30 років. Енергозберігаючі трансформатори мають втрати ХХ і короткого замикання нижче, ніж традиційні (звичайні) трансформатори
Енергозберігаючий захід	Використання трансформаторів із зниженим рівнем втрат
Цільовий показник	Зниження втрат електричної енергії
Ефект енергозбереження	За рахунок зниження навантажувальних втрат і втрат ХХ
Системний ефект	Відсутня
Спосіб реалізації	Пряма заміна - демонтаж старих та встановлення нових трансформаторів

Таблиця 5.6. Вихідні дані по ТП в цілому

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Загальний (сумарний) відпуск електричної енергії в трансформатори ТП, W_{OC}	тис.кВт·год/рік	2910
Коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$		0,8
Коефіцієнт реактивної потужності, $\tg\varphi$		0,75
Час використання максимуму навантаження, T_{max}	год	5000
Квадрат коефіцієнту форми графіка навантаження, k_f^2	в.о.	1,251
Максимальна активна потужність, $P_{max} = W_{OC} / T_{max}$	кВт	582
Максимальна реактивна потужність, $Q_{max} = P_{max} \tg\varphi$	квар	436,5
Середня активна потужність, $P_{cp} = W_{OC} / T$	кВт	332,19
Середня реактивна потужність, $Q_{cp} = P_{cp} \tg\varphi$	квар	249,14

Розрахунок економічної ефективності. Ефективність оцінювалася шляхом зіставлення двох варіантів заміни старих трансформаторів на сучасні трансформатори:

- варіант 1 - на звичайні трансформатори ТМГ-630;
- варіант 2 - на трансформатори зі зниженими втратами ТМГ12-630.

Річний економічний ефект розраховувався за формулою:

$$E = \delta \Delta W \cdot C_E$$

де $\delta \Delta W$ - величина зниження втрат електричної енергії за рахунок проведеного заходу; C_E - вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії.

Параметри трансформатора приведені в таблиці 5.7, а їх вартість в таблиці 5.8.

Таблиця 5.7. Параметри трансформаторів (за поточними технічними умовами)

Трансформатор	Тип	U_k , %	I_x , %	ΔP_x , Вт	ΔP_k , Вт
Звичайний	ТМГ-630	4,5	0,8	1240	7600
Зі зниженими втратами	ТМГ12-630	4,5	0,8	1000	6600

Таблиця 5.8. Вартість трансформаторів

Трансформатор	Тип	К, тис.грн.	Витрати И, %
Звичайний	ТМГ-630	435,94	1,4
Зі зниженими втратами	ТМГ12-630	523,12	1,4

Розрахунок втрат електричної енергії

Використано метод розрахунку втрат електричної енергії за методом середніх навантажень.

Формула для розрахунку втрат електричної енергії:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср.н}} T k_{\phi}^2,$$

де $\Delta P_{\text{ср.н}}$ - втрати потужності в мережі при середніх за розрахунковий інтервал навантаженні трансформаторів; k_{ϕ}^2 - квадрат коефіцієнта форми графіка сумарного навантаження мережі за розрахунковий інтервал; T - тривалість розрахункового інтервалу (рік). Коефіцієнт k_{ϕ}^2 можна прийняти, як зазначено вище.

Втрати потужності при середніх навантаженнях в кожному трансформаторі визначаються за формулою:

$$\Delta P_{\text{ср.н}} = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{т}}.$$

У розрахунку приймемо, що обидва трансформатора несуть однакове навантаження.

Результати розрахунку для двох варіантів зведені в таблицю 5.9.

Таблиця 5.9. Результати розрахунків для двох варіантів

Найменування	Позначення	Одиниця виміру	ТМГ	ТМГ 12
Еквівалентний активний опір обмоток двох трансформаторів	$R_{\text{тз}} = R_{\text{т}}/2$	Ом	0,96	0,83
Навантажувальні втрати потужності в обох трансформаторах при середніх навантаженнях	$\Delta P_{\text{ср}}$	кВт	1,65	1,43
Навантажувальні втрати електроенергії в обох трансформаторах на рік	$\Delta W_{\text{н}}$	тис.кВт·год	18,09	15,71
Втрати електричної енергії на ХХ обох трансформаторів на рік	$\Delta W_{\text{х}}$	тис.кВт·год	21,72	17,52
Сумарні втрати електричної енергії в обох трансформаторах на рік	ΔW_{Σ}	тис.кВт·год	39,81	33,23
Зниження сумарних втрат електричної енергії в рік	$\delta \Delta W_{\Sigma}$	тис.кВт·год	–	6,58
Капітальні вкладення (вартість обох трансформаторів)	К	тис.грн	871,88	1046,21
Додаткові капітальні вкладення (використання енергозберігаючих трансформаторів)	ΔK	тис.грн	–	174,36
Простий термін окупності додаткових капітальних вкладень	$T_{\text{ок}}$	років	–	4,04
Річний економічний ефект	Е	тис.грн	–	43,16

Примітка. У розрахунку прийнята вартість втрат електричної енергії – 6,56 грн/кВт·год

Економічна ефективність заходу (використання енергозберігаючих трансформаторів):

- цільовий показник - 6,58 тис.кВт·год;
- річний економічний ефект – 43,16 тис.грн;
- простий термін окупності – 4,04 років.

Розрахунок економічної ефективності компенсації реактивної потужності

Захід - установка компенсуючого пристрою на ТП 10/0,4 кВ для компенсації реактивної потужності, що передається по мережі 10 кВ, рис. 5.1 (таблиця 5.10). Вихідні дані по електричній мережі та навантаженню приведені в таблиці 5.11.



Рис. 5.1. Схема живильної електричної мережі 10 кВ

Таблиця 5.10. Характеристики заходу

Характеристика	Опис
Короткий опис	Компенсуючий пристрій встановлюється на стороні низької напруги ТП 10/0,4 кВ. Компенсація реактивної потужності забезпечить зниження повного струму в лінії електропередачі 10 кВ і трансформаторі 10/0,4 кВ і зниження втрат потужності та електричної енергії
Енергозберігаючий захід	Компенсація реактивної потужності
Цільовий показник	Зниження втрат електричної енергії
Ефект енергозбереження	За рахунок зниження навантажувальних втрат в мережі живлення
Системний ефект	Має місце за рахунок зниження потоків реактивної потужності і підвищення рівня напруги в зовнішній мережі (в оцінці ефективності не враховувався)
Спосіб реалізації	Встановлення нового обладнання на ТП 10 / 0,4 кВ

Таблиця 5.11. Вихідні дані по електричній мережі та навантаженню

№ пп	Найменування	Одиниця виміру	Значення
1	Напруга мережі	кВ	10
2	Довжина ПЛ-10 кВ	км	5
3	Погонний активний опір ПЛ	Ом/км	0,429
4	Активний опір ПЛ, R_l	Ом	2,145
5	Активний опір трансформатора, R_t	Ом	0,7
6	Результуючий опір мережі, R	Ом	2,845
7	Загальний (сумарний) відпуск електричної енергії в мережу за рік, W_{oc}	тис.кВт·год	5540
8	Коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$		0,89
9	Коефіцієнт реактивної потужності, $\tan\varphi$		0,512
10	Час використання максимуму навантаження, T_{max}	год	4615
11	Число годин найбільших втрат, τ	год	3003,0
12	Максимальна активна потужність навантаження, $P_{max} = W_{oc} / T_{max}$	кВт	1200,4
13	Максимальна реактивна потужність навантаження, $Q_{max} = P_{max} \tan\varphi$	квар	615,0

Для розрахунку втрат електричної енергії використаний метод числа годин найбільших втрат. Розрахунки втрат потужності та енергії наведені в таблиці 5.12.

Таблиця 5.12. Розрахунки втрат потужності та енергії

№ пп	Розрахунок втрат потужності та енергії	Одиниця виміру	Режим	
			Вихідний	Після компенсації
1	Потужність компенсації, $Q_{\text{КП}}$	квар	0	300
2	Максимальна реактивна потужність навантаження, Q_{max}	квар	615,0	315,00
3	Коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$	в.о.	0,890	0,967
4	Коефіцієнт реактивної потужності, $\text{tg}\varphi$	в.о.	0,512	0,262
5	Втрати активної потужності в мережі	кВт	51,76	43,82
6	Річні втрати електричної енергії в мережі	тис.кВт·год	155,43	131,59
7	Річне зниження втрат електричної енергії	тис.кВт·год	-	23,84

Розрахунок економічної ефективності

Величина потужності компенсації була підібрана досвідченим шляхом, щоб отримати максимальний ІДЧП. Розрахункові показники наведені в таблиці 5.13.

Таблиця 5.13. Розрахункові показники

№ пп	Найменування	Одиниця виміру	Значення
1	Тариф на електричну енергію	грн/кВт·год	6,56
2	Річний ефект від зниження втрат	тис.грн	156,39
3	Вартість одиниці потужності компенсації	грн/квар	800
4	Вартість доставки та установки КП	%	15
5	Річні експлуатаційні витрати	%	1,5
6	Вартість КП	тис.грн	240
7	Вартість КП з установкою	тис.грн	276
8	Розрахунковий період	років	8
9	Норма дисконту	в.о.	0,12
10	Коефіцієнт приведення витрат за розрахунковий період	в.о.	4,97
11	ІЧДП	тис.грн	32,47
12	Простий термін окупності	років	1,53
13	Термін окупності	років	1,8

Економічна ефективність заходу:

- цільовий показник - 23,84 тис.кВт·год;
- річний економічний ефект – 156,39 тис.грн;
- простий термін окупності – 1,53 років.

ВИСНОВКИ

В ході роботи були викладені проблеми аналізу та розрахунку втрат електроенергії, наведені теоретичні та практичні методи розрахунку втрат в електромережі. Розглядалися заходи щодо зменшення втрат електричної енергії, які є характерними для організацій, що здійснюють передачу і розподіл електричної енергії та постачання електричної енергії споживачам.

Кожна мережева організація складає енергетичний баланс, який являє собою систему показників, що характеризують електроенергію, відпущену споживачам за розрахунковий період часу, і фактичні втрати енергії, що виникають в господарських об'єктах мережевої організації, що належать до такої мережевої організації.

Фактична втрата електричної енергії визначається балансом потужності.

Зазвичай заходи щодо зменшення втрат поділяють на три групи: організаційні, технічні та заходи щодо вдосконалення системи обліку електричної енергії. Інша класифікація — безвитратні (не потребують капітальних вкладень) і витратні (з низькою, середньою та високою вартістю). Залежно від категорії завдань, які вирішуються, заходи доцільніше поділити на такі категорії:

- покращити (оптимізувати) режими роботи електромережі та її обладнання;
- зменшення втрат від реконструкції мережі та встановлення нового енергозберігаючого обладнання;
- удосконалювати засоби та системи обліку та проводити профілактичну роботу щодо нецільового використання електричної енергії.

До першої категорії відносяться задачі оптимізації методів управління електромережами, до другої — задачі реконструкції, модернізації та проектування, до третьої категорії — задачі вдосконалення методів і засобів обліку енергії на базі електричних мереж - автоматизовані інформаційно-вимірювальні системи.

Розглянуто основні заходи щодо вдосконалення роботи мережі та її обладнання для підвищення енергоефективності, а також заходи щодо зменшення втрат, спричинених модифікацією мережі та встановленням нового енергозберігаючого обладнання. Для чисельної оцінки ефективності заходів необхідні параметри як нового обладнання, так і відпрацьованого більшу частину нормативного терміну служби.

Запропонована методика оцінки ефективності заходів щодо зниження втрат електроенергії.

Основним показником, що характеризує абсолютну та порівняльну ефективність інвестиційного проекту, є значення інтегрального дисконтованого чистого прибутку (ІДЧП).

У випадку, коли існує кілька альтернативних проектів, найефективнішим з них з точки зору певного учасника проекту вважається проект, який забезпечує найбільше максимальне значення ІДЧП для цього учасника, і це значення невід'ємне.

ІДЧП - це сума всіх дисконтованих або ревальвіруємих доходів і платежів, що є результатом реалізації інвестиційного проекту в будь-який момент часу.

Так розрахунок економічної ефективності реконструкція ПЛ-0,38 кВ шляхом заміни неізолюваних проводів на провід марки СІП рівноцінного перерізу фази дає економічну ефективність 159,47 тис.грн; компенсація реактивної потужності на шинах 10 кВ підстанції призводить до зниження втрат електричної енергії, результатом якої є економічна ефективність – 156,39 тис.грн.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі / Ю. Ф. Романюк. – Київ: Знання, 2007. – 292 с.
2. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі і системи. –К.:НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.
3. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. - 540 с.
4. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання : навч. посіб. / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський [та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
5. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.
6. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.]; за заг. ред. П. Г. Плешкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.
7. Шкрабець Ф.П. Класифікація і структура втрат електроенергії / Ф.П. Шкрабець, Ю.В. Куваєв, Д.В. Ципленков, П.Ю. Красовський // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету. – Вип. 3(32). – 2005. – С.122–124.
8. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж: навчальний посібник для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 "Електротехніка та електротехнології" / НТУУ «КПІ» ; уклад. В. В. Кирик. – Київ : Політехніка, 2014. – 130 с.
9. Правила улаштування електроустановок. Відокремлений підрозділ «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго»

(НПЦР ОЕС України). Наказ Міністерства енергетики України від 21.07.2017 №476, 2017. – 617 с.

10. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання [Електронний ресурс] / МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ. – 2013. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text>.

11. ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.

12. «Категорійність електроприймачів та надійність електропостачання». Кіровоградобоенерго веб-сайт. URL: <http://kiroe.com.ua/?q=node/157>.

13. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю.В. Малогулко, О.Б. Бурикін, Т.Л. Кацадзе, В.В. Нетребський ; за ред. П.Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.

14. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38–150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії: ГНД 34.09.104-2003. – [Чинний від 2004-04-01]. – К. : ОЕП «ГРІФРЕ», 2004.

15. Воротницький В. Е. Заходи щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергопостачальних організацій / В. Е. Воротницький, М. А. Калінкіна, В. Н. Апараткін // Енергозбереження, 2018 № 3. - С. 53-56.

16. Копсяєв А. Проблеми енергозбереження при становленні конкурентного ринку // Енергоринок, 2017 № 1.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А**ОХОРОНА ПРАЦІ***Аналіз шкідливих та небезпечних факторів при обслуговуванні
повітряних ліній*

Повітряні лінії електропередачі (ПЛ) систем внутрішнього електропостачання промислових підприємств напругою 220/380 В і 6, 10 і 35кВ, розташовані на території підприємства, а також за його межами, які обслуговуються електротехнічним персоналом підприємства представляють підвищену небезпеку як для електротехнічного персоналу, так і для інших людей, розташованих в їх зоні. Хоча провoda ПЛ розташовані на недосягаємій для людей висоті, можливе небезпечне наближення до них при проходженні транспортних засобів і переміщення грузопідйомних машин. Не виключені випадки обриву і падіння проводів, які знаходяться під напругою, і випадкове доторкання до них приходящих людей. Наближення до місця замикання провoda ПЛ в зоні розтікання струму представляє небезпеку ураження струмом під дією шагової напруги.

Значну небезпеку представляє ПЛ для електромонтера-обхідника, який проводить огляд у нічний час (в темноті помітні дефекти в контактах, які визивають їх нагрів і іскріння) із-за небезпеки наступити на обірваний провід. Ще більше небезпечний дотик до провoda ВЛ при підйомі на опору не відключеної лінії, наприклад для проведення електрозамірів або накладання помилкового заземлення, при цьому поміж враження струмом існує небезпека падіння людини з висоти.

Розглянемо основні заходи електробезпеки при експлуатації ПЛ напругою 6 – 35 кВ. Згідно ПБЕЕ роботи на ПЛ у відношенні заходів безпеки підрозділяються на наступні категорії:

- виконання на відключеній лінії поодаль від інших діючих ліній;
- виконання на відключеній лінії поблизу інших діючих ліній;
- виконання на лінії, яка знаходиться під напругою.

В залежності від категорії робіт слід застосовувати ті чи інші організаційні і технічні заходи, які забезпечують електробезпеку.

Організаційні заходи по усуненню шкідливих та небезпечних факторів при обслуговуванні повітряних ліній

Організаційні заходи – це оформлення робіт нарядом чи розпорядженням, допуск ремонтної бригади до роботи, надзор під час роботи за безпекою працюючих, оформлення в наряді закінчення роботи.

По нарядах по ВЛ повинні виконуватись наступні роботи:

- потребуючі підйому на опори більше 3 м від рівню землі до ніг працюючого;
- роботи з заміною або реконструкцією елементів опори, а також з відкопуванням стойки опори на глибину більше 5 м;
- роботи пов'язані з дотиком до проводів, трас або ізоляторам (рукою, оперативною або замірною штангою і т.п.), з застосуванням грузопідйомних машин і механізмів в межах охоронної зони ПЛ, яка знаходиться під напругою;
- роботи по вирубці дерев поблизу проводів ПЛ.

Без наряду по усному розпорядженню можуть виконуватись роботи на відключених лініях і лініях, які знаходяться під напругою, і не потребують підйому на опору чи з підйомом на опору не вище 3 м від землі без заміни або реконструкції елементів опори, а також роботи по розчищенню траси, коли виключена можливість падіння дерев на проводи, і робіт з використанням вантажопідйомних машин і механізмів за межами охоронної зони.

Усні розпорядження на виконання робіт на ПЛ можуть бути дані на термін не більше трьох діб, при цьому оперативний персонал, керуючий відключенням лінії яка ремонтується, робить відповідний запис в оперативному журналі з вказівками змісту роботи і терміну її виконання, умов виконання у відношенні до заходів безпеки, складу бригади з вказівками прізвищ і кваліфікаційних груп виконавців робіт і членів його бригади.

Виконавець робіт може перейти до виконання завдання, вказаного в наряді тільки після отримання дозволу оперативного персоналу, завідуючий відключенням ПЛ. Воно може бути передано безпосередньо або через відповідального керівника. Такого дозволу не потрібно, якщо роботи будуть виконуватись по розпорядженню (без наряду), а також по наряду, якщо робота передбачена без зняття напруги. Дозвіл на початок робіт може бути виданий одночасно з врученням наряду або пізніше по телефону або запискою навмисно.

Якщо лінія на якій передбачена робота, до моменту видачі наряду вже відключена і заземлена, відповідальний керівник може дати виконавцю робіт дозвіл розпочати роботу негайно по прибутті на місце, про що й записувалось в графі наряду "Повідомлення про відключення ліній". Дозвіл приступити до роботи на ПЛ оформляється виконавцем робіт в наряді в таблиці "Оформлення дозволу приступити до роботи і закінчення роботи", де вказуються дата і час отримання дозволу, термін закінчення роботи, посада і прізвище особи, яка дала дозвіл, і спосіб, яким воно було передано (по телефону, радіо, запискою і т.п.). Правилами забороняється видавати дозвіл на початок робіт з відключенням лінії в заздалегідь обумовлений час, якщо до моменту видачі дозволу лінія ще знаходиться під напругою. На практиці може виявитися, що ПЛ до наміченого строку по якій-небудь причині не буде відключена і бригада на місці робіт може опинитись в умовах надзвичайної небезпеки. Тільки після отримання і оформлення в наряді дозволу можна розпочинати роботу.

Виконавець робіт, перевібив відсутність на лінії напруги, встановлює переносне заземлення. Після чого допускає бригаду до роботи. При цьому виконавець робіт проводить інструктаж членів бригади, вказав ділянку роботи, місця накладання переносних заземлень, розташовані поблизу інші ПЛ або кола, які знаходяться під напругою, і повідомляє інші конкретні заходи безпеки.

Виконавець робіт веде неперервний нагляд за працюючими. Він сам може приймати участь в роботі на відключеній лінії і при умові, що всі робочі його бригади знаходяться в межах його зору і не далі в межах одного проміжного

прольоту. На відключеній лінії одна бригада може одночасно працювати на ділянці довжиною не більше 2 км.

Можливі перерви в роботі ремонтної бригади відмічаються в наряді. Про перерив в роботі ремонтної бригади, на час якого ПЛ повинна бути включена під напругу, а також про закінчення робіт виконавець робіт повідомляє відповідального керівника або відповідальну особу оперативного персоналу, від якого він отримав дозвіл на початок проведення робіт, при цьому в таблиці наряду виконавець робіт визначає, коли і кому було передано повідомлення про закінчення робіт, спосіб його передачі і ставить свій підпис.

Після повного закінчення робіт і видалення з траси ПЛ робочих бригади виконавець робіт заповнює в наряді строку "Роботи по наряду повністю закінчені, про закінчення роботи повідомили" (кому повідомив, час і дату закінчення робіт) і розписується. Оповіщення про перерву або закінчення робіт передається особисто або за допомогою засобів зв'язку.

Дозвіл приступити до роботи після перерви, на час якого лінія знаходилась під напругою, і допуск бригади до роботи проводиться з дотриманням тих же правил, що і при видачі дозволу і допуск на початку робіт.

Розпорядження про включення лінії після ремонту може бути віддано оперативним персоналом тільки після отримання ним від виконавців робіт всіх бригад, працюючих на лінії, або від відповідального керівника повідомлення про те, що роботи закінчені, заземлення зняті.

Відмітимо декотрі специфічні заходи безпеки при роботах на стовпових трансформаторних підстанціях. Якщо ПЛ, живляча трансформатор, залишається під напругою 6-10 кВ, то допускається огляди або ремонти на майданчику трансформатора, при яких відстань від працюючих до струмопровідних частин буде не менше 0,7 м. В протилежному випадку робота дозволяється тільки в випадку відключення і заземлення живлячої ПЛ. Допуск до роботи на майданчику трансформатора допускається тільки після відключення трансформатора зі сторони низької напруги (380/220 В), після лінійного роз'єднувача на стороні живлення (6-10 кВ) і наступного (після перевірки

відсутності напруги) напруги переносних заземлювачів на вводиті обмоток трансформатора.

Заміна вставок плавких запобіжників на стороні вищої напруги стовпової підстанції і на опорах ПЛ в місцях відгалужень дозволяється оперативному персоналу без наряду. Для цього необхідно зняти напругу і накласти заземлення на провода ПЛ. Зміна запобіжників на стороні нижчої напруги, як правило, проводиться при знятій напрузі. При не змозі зняти напругу допускається замінити її під напругою, но з відключеним навантаженням, за допомогою ізолюючих кліщів, в діелектричних печатках і окулярах.

Технічні заходи безпеки по усуненню шкідливих та небезпечних факторів при обслуговуванні повітряних ліній

Технічні заходи, які забезпечують електробезпеку робіт на ПЛ, заключаються у відключенні ремонтуючої лінії і накладання переносних заземлювачів на провода на місці роботи.

Напруга знімається шляхом відключення вимикачів і роз'єднувачів. Приводи вимкнених апаратів запирають, а на рукоятки (ключі) їх вивішують плакати "Не вмикати – робота на лінії". Ці заходи виконує оперативний персонал підстанції, живлячий ремонтуючу лінію.

На місці робіт виконавець робіт (з помічником зі складу робочої бригади) запевнюється у відсутності напруги, після чого зразу накладає захисне заземлення, один кінець якого заздалегідь повинен бути приєднаний до заземлюючого спуску на опорі, а при його відсутності – до сталюого стержню, забитому на глибину не менше ніж 0,5 м. Заземлення накладається штангою і в діелектричних печатках.

Не потребує накладання переносних заземлень, якщо при підйомі на опору від голови працюючого до проводів буде відстань не менше 1 м на лініях напругою до 20 кВ і 2 м для ліній 35 кВ і вище, тобто коли виключається можливість наближення інструментів і засобів для проводів на небезпечну відстань.

Для виконання робіт без порушення цілісності проводів на відключеній лінії поодаль від інших діючих ПЛ, переносне заземлення може бути налагоджено в одному місці, по можливості ближче до місця роботи, біля тої опори, на якій виконується робота, або на сусідній опорі. Бажано накласти два заземлення по обидві ділянки лінії, на якій передбачається робота, при цьому відстань між окремими заземленнями не повинно перевищувати 2 км. Для виконання робіт на відключеній лінії в анкерному прольоті на пересіченні з другою лінією, яка знаходиться під напругою, заземлення накладається на тій опорі, на котрій виконується робота. Якщо робота проводиться на відключеній лінії, яка знаходиться в зоні впливу ПЛ 110 кВ і вище, або на відключеному ланцюгу дволанцюгової лінії, коли другий ланцюг знаходиться під напругою, заземлення повинно бути накладено на кожній опорі, на якій передбачена робота. В цьому випадку переносне заземлення ліквідує наведену напругу впливом інших ліній (ланцюгів), які знаходяться у роботі.

В мережах напругою до 1000 В з глухо заземленою нейтраллю при наявності повторного заземлення нульового проводу допускається заземлювати фазні провoda шляхом приєднання їх до нульового проводу.

Перевірка відсутності напруги і накладання переносного заземлення на ПЛ напругою вище 1000 В виконуються двома особами з кваліфікаційними групами старшого не нижче 5-го і молодшого – не нижче 3-го.

При всіх роботах на ПЛ до 1000 В, які проводиться за допомогою телескопічної вишки, бригада повинна складатись не менш ніж із трьох чоловік, включно водія. Один із членів бригади (окрім водія) повинен, знаходячись внизу, повинен спостерігати за діями працюючого. Він подає команди про підйом і спуск кабіни, спостерігає, щоб поблизу не було сторонніх людей і т.і. При цих роботах виконавець робіт повинен мати кваліфікаційну групу не нижче 3-го, а інші члени бригади не нижче 2-го ступеня. При проїзді автовишки під лініями і іншими спорудженнями телескоп повинен бути в горизонтальному положенні. Поміж заходів електробезпеки потрібно прийняти заходи по попередженню

падіння електромонтера із кабіни, падіння проводів у випадку їх обриву під час на тяжіння, падіння інструментів і матеріалів і т.і.

Підніматися на одно стоїчні опори потрібно за допомогою кігтів, а на залізобетонні – за допомогою лазів, слідує одразу ж використовувати запобіжний пояс. Небезпечний також підйом на кутову опору зі сторони внутрішнього кута ПЛ, оскільки можливий зрив штирьових ізоляторів і поранення працівника.

Велику небезпеку представляє робота на відключеній лінії, яка знаходиться поблизу інших діючих ПЛ, від впливу напруги взаємної індукції, а також від напруги, наведеного грозовою хмарою. В першому випадку захистом слугує замикання накоротко всіх фаз відключеної лінії. При наближенні грози роботи на ПЛ необхідно припинити.