

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 ПЛЕСШКОВ

«_____» _____ 20__ р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА **за другим (магістерським) рівнем вищої освіти**

на тему:

«Підвищення енергетичної ефективності в розподільних електричних мережах»

Виконав здобувач вищої освіти

II курсу магістратури, групи ЕНМ-23М

ОПП «Енергетичний менеджмент»

спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____ Максим ІЩЕНКО

«_____» _____ 2024 р.

Керівник роботи к. т. н., доц.

_____ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

«_____» _____ 2024 р.

Рецензент _____

«_____» _____ 2024 р.

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна (освітньо-наукова) програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Петро ПЛІШКОВ

« » 2024 р.

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

Іщенко Максиму Руслановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Підвищення енергетичної ефективності в розподільних електричних мережах.

Improving energy efficiency in electricity distribution networks»

2. Керівник роботи Козловський Олександр Антонович, к.т.н., доц.

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

3. Строк подання роботи до захисту 1.12.2024 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи дослідження підходів до підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж шляхом аналізу теоретичних основ, методів оцінювання втрат електроенергії та визначення напрямів зниження втрат.

Завдання: 1. Дослідити поняття та визначити значення енергетичної ефективності для розподільних електричних мереж. 2. Виконати аналіз сучасного стану розподільних електричних мереж. 3. Визначити показники енергетичної ефективності в розподільних мережах. 4. Проаналізувати методи розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах. 5. Оцінити енергетичну ефективність у розподільних мережах при впровадженні конкретних заходів з її підвищення. 6. Розробити технічні заходи електробезпеки при експлуатації промислових електроустановок.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Актуальність дослідження</i>	<i>2.09 – 4.09</i>	
2	<i>Розділ 1. Теоретичні основи енергетичної ефективності в розподільних електричних мережах</i>	<i>5.09 – 20.09</i>	
3	<i>Розділ 2. Методи оцінювання енергетичної ефективності в розподільних мережах</i>	<i>23.09 – 18.10</i>	
4	<i>Розділ 3. Оцінка підвищення енергетичної ефективності в розподільних мережах</i>	<i>21.10 – 8.11</i>	
5.	<i>Розділ 4. Охорона праці</i>	<i>11.11 – 15.11</i>	
6.	<i>Формулювання загальних висновків</i>	<i>18.11 – 22.11</i>	
7.	<i>Оформлення переліку використаних джерел</i>	<i>25.11 – 27.11</i>	
8.	<i>Оформлення презентаційного матеріалу у вигляді слайдів</i>	<i>28.12 – 2.12</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2024 р.

Підпис керівника

Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

(ім'я та прізвище)

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2024 р.

Підпис здобувача

Максим ІЩЕНКО

(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 93 с.; 12 рис.; 12 табл.; 21 джерело.

Іщенко М. Р. Підвищення енергетичної ефективності в розподільних електричних мережах. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2024 рік.

Об'єкт дослідження – процеси виникнення втрат при транспортуванні та розподілі електричної енергії в розподільних мережах.

Предмет дослідження – методи, показники та технічні заходи, що спрямовані на підвищення енергетичної ефективності розподільних електричних мереж.

Мета – дослідження підходів до підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж шляхом аналізу теоретичних основ, методів оцінювання втрат електроенергії та визначення напрямів зниження втрат.

У першому розділі роботи розглянуті теоретичні основи енергетичної ефективності та проведено аналіз сучасного стану розподільних електромереж. У другому розділі досліджено методи оцінювання енергетичної ефективності в розподільних мережах. У третьому розділі проведено оцінювання підвищення енергетичної ефективності в розподільних мережах при реалізації різних організаційних і технічних заходів. У четвертому розділі проаналізовано технічні засоби забезпечення безпеки під час аварійного режиму промислових електроустановок, а також виконано розрахунок заземлювального пристрою підстанції напругою 150/35/10 кВ.

Результати досліджень можуть бути використані в електроенергетиці при розробці заходів з підвищення енергоефективності розподільних мереж і планування подальших досліджень зі зменшення втрат електроенергії.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, енергетична ефективність, втрати електричної енергії, енергоефективний трансформатор, охорона праці, заземлювальний пристрій

ABSTRACT

Qualification work 93 p.; 12 fig.; 12 tabl.; 21 sources.

Ishchenko M. R. Improving energy efficiency in electricity distribution networks. - Manuscript.

Master's thesis in the specialty 141 "Electric Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics," educational program "Energy Management." – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2024.

Object of the research: the processes of energy losses during the transportation and distribution of electrical energy in distribution networks.

Subject of the research: methods, indicators, and technical measures aimed at improving the energy efficiency of distribution electrical networks.

Goal: to study approaches to increasing the energy efficiency of distribution electrical networks through the analysis of theoretical foundations, methods for assessing energy losses, and identifying ways to reduce losses.

In the first chapter, the theoretical foundations of energy efficiency are examined, and the current state of distribution networks is analyzed. The second chapter investigates methods for assessing energy efficiency in distribution networks. The third chapter evaluates the enhancement of energy efficiency in distribution networks through the implementation of various organizational and technical measures. The fourth chapter analyzes technical safety measures during emergency modes of industrial electrical installations and includes the calculation of the grounding device for a 150/35/10 kV substation.

The results of the research can be used in the energy sector for the development of measures to improve the energy efficiency of distribution networks and for planning further studies on reducing energy losses.

Keywords: distribution electrical network, energy efficiency, electrical energy losses, energy-efficient transformer, occupational safety, grounding device

ЗМІСТ

стор.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕННЯ	8
ВСТУП	9
1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	12
1.1. Поняття та значення енергетичної ефективності	12
1.2. Аналіз сучасного стану розподільних електричних мереж	16
1.3. Загальне завдання дослідження та методика його проведення	23
1.5. Висновки	27
2. МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ	28
2.1. Показники енергетичної ефективності розподільних мереж	28
2.2. Фізична природа та методи оцінки втрат електроенергії в елементах розподільної мережі	30
2.3. Практичні методи розрахунку навантажувальних втрат електроенергії	34
2.3.1. Метод оперативних розрахунків	35
2.3.2. Метод характерної доби	36
2.3.3. Метод середніх навантажень	44
2.3.4. Метод часу найбільших втрат	48
2.4. Порівняльний аналіз методів розрахунку втрат у розподільних мережах	51
2.5. Висновки	55

3. ОЦІНКА ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ.....	56
3.1. Аналіз заходів підвищення енергетичної ефективності в електричних мережах	56
3.2. Заходи підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж	61
3.2.1 Режимні заходи.....	61
3.2.2 Підвищення енергоефективності трансформаторних підстанцій	64
3.2.2.1. Відключення трансформаторів у режимах низьких навантажень.....	64
3.2.2.2. Застосування енергоефективних трансформаторів.....	68
3.2.2.3. Відключення трансформаторів на ПС зі сезонним навантаженням .	72
3.2.3. Підвищення енергоефективності мережі на базі АСКОВЕ	73
3.4. Рекомендації щодо підвищення енергетичної ефективності розподільних мереж	75
3.5. Висновки	77
4. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	78
4.1. Організація охорони праці на підприємстві.....	78
4.2. Технічні засоби безпеки аварійного режиму промислового електрообладнання.....	80
4.3. Розрахунок заземлювального пристрою трансформаторної підстанції..	83
4.3. Висновки	88
ВИСНОВКИ.....	89
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ	91

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне вмикання резерву

АСКОЕ – автоматизована система обліку електричної енергії;

ВН – висока напруга;

КЗ – коротке замикання

КЛ – кабельна лінія;

НН – низька напруга;

ОЕС – об'єднана енергетична система

ОЄС – об'єднана енергетична система;

ПКРП – пристрій компенсації реактивної потужності;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – трансформаторна підстанція;

РП – розподільний пристрій;

РУ – розподільна установка;

СН – середня напруга;

ТС – трансформатор струму;

УОП – управління охороною праці.

ВСТУП

Система розподілу є однією з найважливіших ланок ОЕС України – її протяжність складає 820 тис. км [1], саме завдяки їй електрична енергія доставляється безпосередньо до кінцевих споживачів. Однак під час транспортування та розподілу електроенергії в мережах виникають технологічні втрати, що зумовлені фізичними властивостями обладнання, конструктивними характеристиками мережі, а також режимами її експлуатації. В умовах зростаючого попиту на електричну енергію та необхідності зниження впливу енергетичного сектору на довкілля, питання підвищення ефективності функціонування електричних мереж набувають дедалі більшого значення.

У цілому, ефективність розподільних мереж визначається їхньою здатністю передавати електроенергію з мінімальними втратами при забезпеченні необхідної якості електропостачання. Для досягнення цієї мети розробляються нові підходи до побудови та розвитку електромереж [2-4], використовується сучасне електротехнічне обладнання, зокрема енергоефективні трансформатори [5, 6], проводи з покращеними характеристиками, системи управління реактивною потужністю, автоматизація процесів моніторингу стану та управління, а також оптимізація схем електропостачання. Широка практична реалізація цих підходів дозволить значно зменшити загальні втрати електроенергії під час її передачі та споживання.

Актуальність дослідження енергоефективності розподільних мереж обумовлена сучасними викликами, зокрема збільшенням навантаження на електричні мережі, необхідністю модернізації застарілого обладнання та впровадження нових технологій [1, 3]. Розгляд питань, пов'язаних із підвищенням енергоефективності мереж, дозволить не лише зменшити технічні втрати електроенергії, а й сприятиме економічному зростанню енергетичного сектору в умовах інтеграції України до європейського енергетичного простору.

Метою кваліфікаційної роботи є дослідження підходів до підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж шляхом аналізу теоретичних основ, методів оцінювання втрат електроенергії та визначення напрямів зниження втрат.

Реалізація визначеної мети потребує виконання наступних дослідницьких завдань:

- дослідити поняття та визначити значення енергетичної ефективності для розподільних електричних мереж;
- виконати аналіз сучасного стану розподільних електричних мереж;
- визначити показники енергетичної ефективності в розподільних мережах;
- проаналізувати методи розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах;
- оцінити енергетичну ефективність у розподільних мережах при впровадженні конкретних заходів з її підвищення;
- розробити технічні заходи електробезпеки при експлуатації промислових електроустановок.

Об'єкт дослідження – процеси виникнення втрат при транспортуванні та розподілі електричної енергії в розподільних мережах.

Предмет дослідження – методи, показники та технічні заходи, що спрямовані на підвищення енергетичної ефективності розподільних електричних мереж.

Методи досліджень. Для вирішення поставлених у кваліфікаційній роботі дослідницьких завдань було використано такі методи: аналізу та синтезу, наукового узагальнення, порівняльного аналізу, формалізації, систематизації, математичного моделювання, теорії електричних кіл, системний підхід.

Наукова цінність проведеного дослідження характеризується наступним:

- систематизовано сучасні методи зниження втрат електроенергії у розподільних мережах та визначено критерії їх ефективності;

- отримали подальший розвиток підходи до оцінювання енергетичної ефективності розподільних електричних мереж шляхом використання аналітичних методів.

Практична цінність отриманих у роботі результатів для галузі електроенергетики визначається можливістю застосування розроблених рекомендацій щодо підвищення енергетичної ефективності розподільних мереж. Ці рекомендації можуть слугувати основою для впровадження технічних та організаційних заходів, а також для планування подальших досліджень у напрямку зменшення втрат електроенергії.

РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

1.1 Поняття та значення енергетичної ефективності

Енергоефективність – це раціональне (розсудливе, доцільне) та ощадливе використання енергетичних запасів (ресурсів) для досягнення технічного результату з мінімально можливими енергетичними витратами. Доцільно розмежовувати поняття енергоефективності та енергозбереження. Енергозбереження передбачає пряме скорочення енергоспоживання, що призводить до припинення виконання корисної функції обладнання. Енергоефективність, натомість, характеризується зниженням питомого енергоспоживання при збереженні або підвищенні функціональних характеристик обладнання. Наприклад, повне відключення освітлення – це захід енергозбереження, тоді як впровадження світлодіодних джерел світла замість ламп розжарювання демонструє підвищення енергетичної ефективності, оскільки забезпечує необхідний рівень освітленості при суттєвому зниженні споживання електричної енергії.

Енергоефективність часто називають «першим паливом» у переході на чисту енергію, оскільки вона є однією з найшвидших і найрентабельніших стратегій для зменшення викидів CO₂, одночасно знижуючи витрати на електроенергію та посилюючи енергетичну безпеку. Разом із електрифікацією, зміною поведінки споживачів та цифровізацією, енергоефективність впливає на глобальну енергоємність, тобто кількість енергії, необхідну для виробництва одиниці ВВП, що є ключовим показником енергоефективності економіки [7].

На тлі сучасної енергетичної кризи країни Європейського Союзу значно посилили політику у сфері енергоефективності. У березні 2023 року ЄС ухвалив нові, більш суворі правила, спрямовані на підвищення енергоефективності в економіці та енергетичному секторі. Згідно з новими зобов'язаннями, країни ЄС

мають досягати щорічного заощадження енергії на рівні 1,49% у період із 2024 по 2030 рік, що майже вдвічі перевищує попередній показник у 0,8% на рік. Це дозволить досягти цільового показника енергозбереження на рівні 11,7% до 2030 року порівняно з базовим рівнем 2020 року [1].

Таким чином, енергоефективність стає центральним інструментом досягнення енергетичної безпеки, скорочення викидів CO₂ та стабілізації енергетичних систем в умовах глобальних викликів.

Ці глобальні тенденції підкреслюють важливість підвищення енергоефективності у всіх секторах енергетики, зокрема в розподільних електромережах, які виконують ключову роль у транспортуванні електроенергії від джерел генерації до споживачів. Втрати електроенергії в мережах призводять до необхідності збільшення обсягів її генерації на електростанціях, що вимагає додаткових витрат палива. Ця обставина, в свою чергу, збільшує експлуатаційні витрати, негативно впливає на екологічну ситуацію через зростання викидів парникових газів і погіршує економічні показники функціонування Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС). Зменшення втрат у розподільних мережах є важливим завданням, яке сприяє не лише ефективності енергосистеми, а й забезпеченню її екологічної та економічної стійкості.

Електрична розподільна мережа, призначена для транспортування та розподілу електричної енергії, як і будь-яка інша електротехнічна установка потребує для свого функціонування певної кількості електроенергії – технологічних витрат. Удосконалення розподільних мереж дозволяє мінімізувати технологічні втрати енергії, забезпечуючи стабільність електропостачання та підвищуючи загальну ефективність енергетичної системи

Технологічні витрати складаються з енергоспоживання на власні потреби підстанцій, недообліку електроенергії та технічних втрат, що виникають внаслідок фізичних процесів під час процесу передавання електричної енергії по повітряних та кабельних лініях (рис. 1.1).



Рисунок 1.1 – Структура технологічних втрат електроенергії
на її транспортування в розподільній електромережі

Втрати неробочого ходу в лініях – це частина технічних втрат, пов'язаних з:

- діелектричними втратами – струмами витoku через ізоляцію проводів, струмопровідних жил кабелів, конденсаторів унаслідок її неідеальності;
- магнітними втратами – перемагнічуванням металевих осердь проводів або інших конструктивних елементів ПЛ під впливом змінного магнітного поля.
- електромагнітними втратами – індукованими струмами в заземлених металевих екранах кабельних ліній.

Втрати неробочого ходу трансформаторів – це втрати, що пов'язані з перемагнічуванням магнітопроводу, які виникають внаслідок гістерезису та вихрових струмів у матеріалі магнітопроводу (магнітні втрати).

Навантажувальні втрати електроенергії – це втрати, пов'язані з нагріванням проводів повітряних ліній (ПЛ), жил кабельних ліній (КЛ) і обмоток силових

трансформаторів внаслідок протікання електричного струму, які залежать від величини цього струму.

Недооблік електроенергії виникає через систематичні та випадкові похибки в роботі вимірювальних приладів. Наприклад, трансформатори струму (ТС), які вибираються та встановлюються з урахуванням можливості роботи в післяаварійних режимах, у нормальних режимах експлуатації зазвичай виявляються недовантаженими. Це призводить до зниження точності вимірювань, виходу похибок за межі класу точності 0,5. Додатковий вплив на точність мають особливості магнітопроводів із електротехнічної сталі: після проходження струму короткого замикання (КЗ) магнітопровід може перебувати в стані насичення тривалий час, що також спричиняє відхилення похибки за межі допустимого класу точності.

Таким чином, енергетичну ефективність розподільної електричної мережі 0,4-150 кВ можливо визначити як ступінь ефективності передавання електроенергії від джерела до споживача з мінімальними технічними втратами, виражену як відношення кількості електроенергії на виході мережі до кількості електроенергії на її вході [8]. Тобто, якісний рівень енергетичної ефективності розподільної мережі можливо охарактеризувати коефіцієнтом корисної дії:

$$\eta = \frac{W_{\text{вих}}}{W_{\text{вх}}} \cdot 100\% = \frac{W_{\text{вх}} - \Delta W_{\text{техн}}}{W_{\text{вх}}} \cdot 100\%; \quad (1.1)$$

або

$$\eta = \frac{W_{\text{вх}} - W_{\text{вл.пс}} - \Delta W_{\text{техн}}}{W_{\text{вх}}} \cdot 100\%, \quad (1.2)$$

де $W_{\text{вх}}$ – енергія на вході в мережу;

$\Delta W_{\text{техн}}$ – технологічні втрати електроенергії;

$W_{\text{вл.пс}}$ – витрати електроенергії на власні потреби ПС

Енергетична ефективність мережі, виражена через ККД, показує, яка частка введеної електроенергії корисно використовується після передачі через мережу, враховуючи технічні втрати.

Отже, енергетична ефективність розподільних електричних мереж з технічної точки зору – це показник, що відображає здатність мережі передавати електроенергію з мінімальними втратами, забезпечуючи при цьому надійність та якість електропостачання. Тоді, підвищення енергоефективності можливо досягти шляхом зменшення технічних втрат, зниженням електроспоживання на власні потреби підстанцій. Для цього необхідно впроваджувати комплекс технічних, організаційних, економічних та інформаційних заходів, впровадження яких призведе до підвищення енергетичної ефективності [9]. Для ефективного впровадження таких заходів першочергово необхідно оцінити поточний стан розподільних електромереж України та визначити основні проблеми енергетичної ефективності в розподільних мережах. Аналіз яких дозволить визначити основні джерела втрат та оцінити їхній вплив на загальну ефективність роботи.

1.2 Аналіз сучасного стану розподільних електричних мереж

Ключовою ланкою ОЕС України є розподільні електромережі, так як вони забезпечують безпосередню взаємодію між магістральними електромережами і кінцевими споживачами. Їх характерними особливостями є складна та розгалужена структура з великою кількістю елементів за досить низького рівня автоматизації, істотний знос. Якість роботи розподільних мереж безпосередньо впливає на показники надійності та ефективності функціонування всієї системи електропостачання [9].

До складу розподільних електричних мереж входять повітряні та кабельні лінії, а також розподільні пристрої (РП) та підстанції (ПС).

Станом на початок 2021 року система розподілу електричної енергії України складалася з близько 747,3 тис. км повітряних ліній напругою

0,4-220 кВ, 72,8 тис. км кабельних 0,4-150 кВ електропередавання, а також приблизно 213 тис. шт. розподільчих пристроїв і трансформаторних підстанцій різних класів напруги [1]. У табл. 1.1 подано кількісну характеристику електромереж за класами напруги.

Найбільшу частку мають ПЛ класу напруги 0,4 кВ, яка становить 51,42% від загальної довжини повітряних ліній. Це свідчить про значну кількість повітряних ліній НН, що використовуються для підключення кінцевих споживачів.

Лінії напругою 6 (10) кВ також мають значну частку – 35,73%, що вказує на їх важливість для розподілу електроенергії на середньому рівні напруги (СН).

Повітряні лінії 35 кВ становлять 8,14%, а ПЛ 110 (150) кВ лише 4,69%. Вони використовуються для передачі електроенергії на значні відстані та для забезпечення зв'язку між вузловими підстанціями.

Таблиця 1.1 – Характеристика розподільних електричних мереж 0,4-150 кВ системи розподілу станом на 01.01.21 року [1]

Кількість	Клас напруги, кВ				
	110 (150)	35	6 (10)	0,4	Всього
Лінії					
Довжина ПЛ, км*	35079	60858	267034	384245	747301
% до підсумку	4,69%	8,14%	35,73%	51,42%	100,00
Довжина КЛ, км*	712		41931	30205	72 848
% до підсумку	0,98%		57,56%	41,46%	100,00
Трансформаторні підстанції					
Кількість, шт.	1495	6633	204860	–	212988
% до підсумку	0,70%	3,11%	96,18%		100,00

* Без врахування без Кримської ЕЕС та неконтрольованої території Донбаської ЕЕС

У кабельних розподільних мережах, максимальну довжину мають ліній напругою 0,4–10 кВ. Зокрема, КЛ 6 (10) кВ становлять 57,56% від загальної довжини кабельних ліній, а 0,4 кВ – 41,46%, тому КЛ СН і НН відіграють важливу роль у системі розподілу електроенергії.

Трансформаторні підстанції розподілені таким чином:

- найбільша кількість ПС має напругу ВН 6 (10) кВ – 204 860 одиниць, що становить 96,18% від загальної кількості підстанцій. Саме ці підстанції забезпечують безпосереднє постачання електроенергії кінцевим споживачам;
- ПС класу напруги 35 кВ складають 3,11%;
- ПС класу напруги 110 (150) кВ лише 0,70%.

У розподільчих електричних мережах (0,4-150 кВ) протягом 2020 р. зафіксовано технологічні витрати електроенергії в обсязі 12377,2 млн кВт·год. При загальному відпуску електроенергії в мережу 122155,7 млн кВт·год це становить 10,13%. Порівняно з 2019 р. спостерігалось зменшення технологічних втрат на 509,5 млн кВт·год (див. рис 1.2) [1].

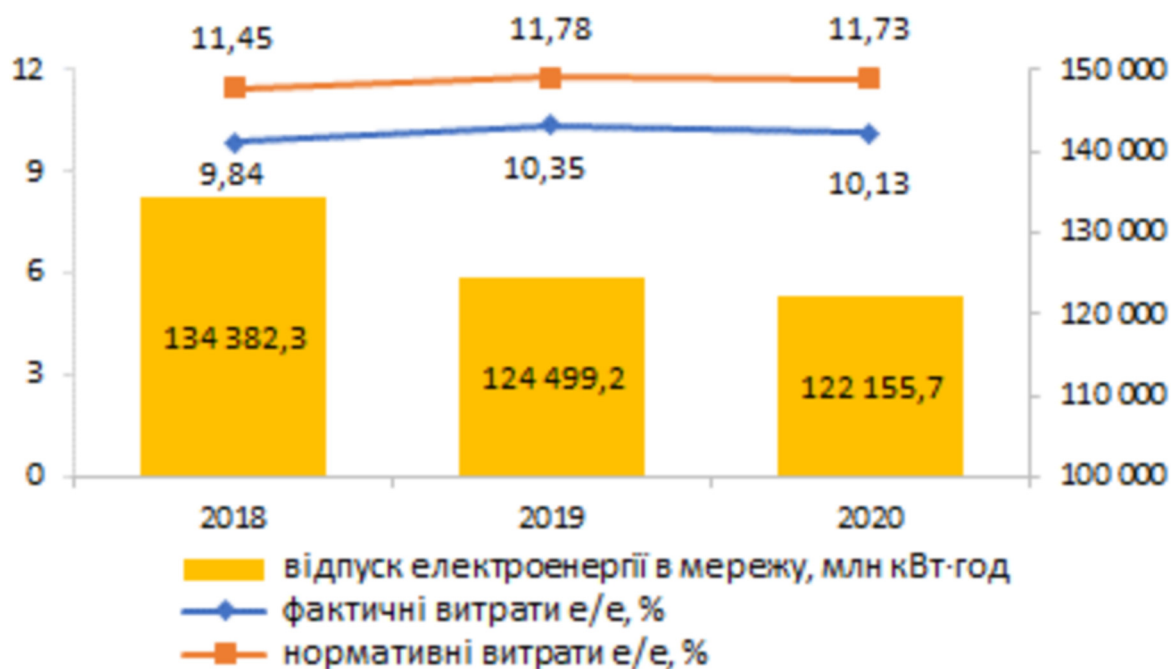


Рисунок 1.2 – Технологічні витрати електроенергії
в розподільчих мережах 0,4-150 кВ України [1]

За 2020 р. нормативні технологічні витрати електроенергії у розподільчих електричних мережах досягли 14333,3 млн кВт·год, що становить 11,73% від загального відпуску електроенергії в мережу. У порівнянні з 2019 р. спостерігається зниження цього показника на 333,4 млн. кВт·год.

Для оцінки стану обладнання розподільчих електромереж напругою 0,4-154 кВ було проведено аналіз статистичних даних щодо технологічних порушень у його роботі, а також обсягів недопоставленої електроенергії споживачам. Для цього, на основі виконаного аналізу «Річних оглядів діяльності Держенергонагляду» (НЕК Укренерго) за період часу тривалістю 10 років, були складені табл. 1.2 та 1.3.

Аналіз статистичних даних табл. 1.2, 1.3 показує нерівномірний розподіл технологічних порушень у обладнанні різних класів напруги. Найвища частота порушень спостерігається в обладнанні 0,4 кВ, а обладнання 35-150 кВ характеризуються найнижчим рівнем технологічних порушень.

Таблиця 1.2 – Кількість відмов і технологічні порушення цехового обліку в електромережах електропередавальних організацій

Рік	Клас напруги		
	до 1000 В	10 (6) кВ	35-154 кВ
2009	122 010	41 958	2113
2010	123 803	42 084	2181
2011	125 763	37 670	1412
2012	135 061	41 575	3068
2013	120 631	41 512	1580
2014	120 448	50 325	1663
2015	115 154	43 795	1356
2016	101 591	47 868	1401
2017	110 347	49 376	1408
2018	101 862	53 088	1402

Таблиця 1.3 – Недодана електроенергія із-за технологічних порушень цехового обліку в електромережах електропередавальних організацій, тис. кВт·год

Рік	Клас напруги		
	до 1000 В	10 (6) кВ	35-154 кВ
2009	8,320	26,349	5,107
2010	6,914	28,382	7,109
2011	8,250	23,532	2,145
2012	9,111	26,727	3,804
2013	7,834	26,922	3,168
2014	5,452	37,002	2,956
2015	7,010	37,399	2,085
2016	5,955	39,317	2,942
2017	7,200	31,100	3,108
2018	7,300	33,800	3,178

Така відмінність пояснюється двома основними факторами:

- різною загальною кількістю обладнання, що використовується на різних класах напруги;

- відмінною проектною надійністю обладнання різних класів напруги.

У результаті проведеного аналізу стану розподільних електричних мереж встановлено, що вони мають такі проблеми енергетичної ефективності (рис. 1.3):

- істотний знос електротехнічного обладнання;
- неефективну конфігурацію мереж, що в проявляється в значній довжині повітряних ліній;
- низький рівень автоматизації;
- низький рівень оснащення автоматизованими системами обліку електричної енергії (АСОЕ).



Рисунок 1.3 – Проблемні фактори енергоефективності розподільних мереж

У значної частини (до 70%) електротехнічного обладнання розподільних мереж термін експлуатації фактично завершився, що призводить до значних втрат електроенергії та частих відмов обладнання [1, 10]. У порівнянні з 2018 р. було втрачено 9,8% всієї виробленої електроенергії, а в 2020 р. – вже 10,1%, хоча це 0,3% менше ніж у 2019 р. У будь-якому такі втрати електроенергії коштували споживачам десятків мільярдів гривень.

Тому це обладнання потребує невідкладної модернізації або заміни.

Система розподілу має надлишкову довжину ліній електропередавання та неоптимальну структуру, що є наслідком її еволюційного розвитку та проведення реконструкції без урахування сучасних вимог. Наслідком цього є підвищені втрати та знижена ефективність розподілу електроенергії.

На даний момент розподільні електричні мережі оснащені засобами автоматичного управління режимами на рівні менше 50%, що призводить до значних операційних втрат і знижує оперативність реагування на зміни в режимах роботи мережі [9].

У 2018 р. лише 3% мереж обладнані автоматизованими системами комерційного обліку, що ускладнює ефективний моніторинг споживання та управління електроенергією [9].

Окрім цього, на роботу розподільних електричних мереж значний негативний вплив мають регулярні терористичні атаки та військові дії, які спричиняють побічні проблеми енергоефективності [11]. Вони призводять до значних ушкоджень обладнання мереж, що критично впливає на його ресурс і надійність, і як наслідок, призводять до додаткових втрат електроенергії. Постійна загроза руйнувань вимагає відновлення інфраструктури в складних умовах, проведення додаткових заходів для забезпечення енергетичної безпеки.

Розглянуті основні проблемні фактори функціонування розподільних електричних мереж України, показали, що їх електротехнічне обладнання має незадовільний технічний стан, що значно погіршує показники їх енергетичної ефективності та надійності роботи, а також негативно впливає на ОЕС України в цілому. Додатково негативний вплив мають військові дії та регулярні терористичні атаки на енергетичну інфраструктуру, що створюють серйозні ризики для стабільності постачання електроенергії та існування її в цілому.

Для підвищення енергетичної ефективності в розподільних електричних мережах необхідно розробити організаційно-технічні заходи, які дозволять модернізувати структуру і конфігурацію мереж та сприятимуть розвитку інтелектуалізації електроенергетики. Зокрема, це включає заміну застарілого обладнання, підвищення рівня автоматизації та впровадження сучасних систем моніторингу та управління. З цією метою необхідно зробити огляд існуючих заходів зі зниження електричних втрат розподільних електричних мережах.

1.3 Загальне завдання дослідження та методика його виконання

Кваліфікаційна робота націлена на вирішення загального завдання дослідження, що полягає дослідженні підходів до підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж, які знаходяться тривалий час в експлуатації.

Виконання поставленого завдання передбачає розв'язання таких часткових задач:

- 1) дослідити поняття та визначити значення енергетичної ефективності для розподільних електричних мереж;
- 2) виконати аналіз сучасного стану розподільних електричних мереж;
- 3) визначити показники енергетичної ефективності в розподільних мережах;
- 4) проаналізувати методи розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах;
- 5) оцінити енергетичну ефективність у розподільних мережах при впровадженні конкретних заходів з її підвищення;
- 6) розробити технічні заходи електробезпеки при експлуатації промислових електроустановок.

Процес вирішення сформульованих дослідницьких завдань був розділений на чотири основні етапи.

Кожен з намічених етапів має власні методи досліджень, які враховують специфіку завдань, що вирішуються. Для більш чіткого розуміння суті процесу розглянемо детально кожний етап вирішення сформульованих дослідницьких завдань, що спрямовані на підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж. Для більшої наочності методика представлена у вигляді блок-схеми, наведеної на рис. 1.4, що ілюструє послідовність дій та взаємозв'язків між окремими етапами.

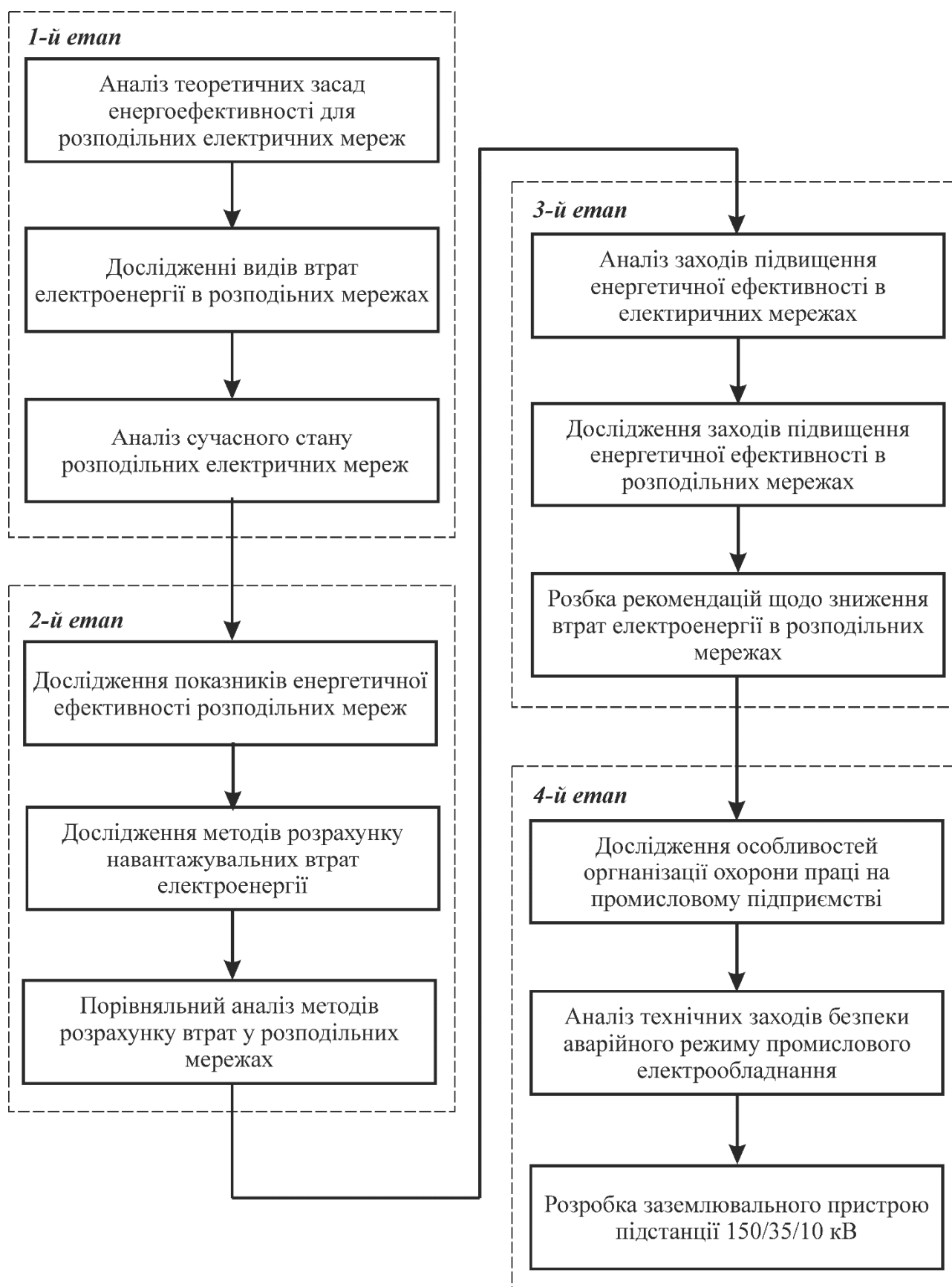


Рисунок 1.4 – Етапи розв’язання загального завдання дослідження

Розглянемо перший етап. Відповідно до структури дослідження, на цьому етапі проводиться аналіз теоретичних основ енергоефективності розподільних електричних мереж, дослідження видів втрат електроенергії в розподільних мережах та аналіз сучасного стану розподільних електричних мереж. Для виконання цих завдань використовуються такі теоретичні методи дослідження:

- метод систематизації, який використовується для впорядкування наукових знань та даних про втрати електроенергії;
- метод наукового узагальнення – для формулювання висновків на основі аналізу сучасного стану мереж;
- метод аналізу – для глибокого вивчення чинників, що впливають на енергоефективність;
- метод графічного аналізу – для візуалізації залежностей втрат електроенергії.

Застосування цих методів дозволяє не лише виявити основні причини втрат електроенергії в розподільних мережах, але й визначити ключові напрями для підвищення їхньої енергоефективності.

На другому етапі дослідження на основі виявленого критерію оцінювання енергоефективності та сучасного стану розподільних електричних мереж проводиться дослідження показників енергетичної ефективності розподільних мереж, методів розрахунку навантажувальних втрат електроенергії та порівняльний аналіз методів розрахунку втрат у розподільних мережах.

Для вирішення цього завдання необхідно застосовувати такі методи теоретичних досліджень:

- метод математичного моделювання – для побудови моделей втрат електроенергії з урахуванням різних факторів;
- метод формалізації – для опису основних залежностей між параметрами втрат електроенергії та критеріями енергоефективності;
- метод порівняльного аналізу – для зіставлення ефективності різних підходів до розрахунку втрат у мережах.

Застосування цих методів забезпечує системний підхід до оцінювання енергоефективності розподільних мереж, що є важливим для обґрунтування рекомендацій із підвищення їх ефективності.

На третьому етапі здійснюється аналіз загальних заходів підвищення енергетичної ефективності в електромережах, а також дослідження комплексних заходів, адаптованих до умов розподільних електромереж. Особлива увага приділяється оцінці ефективності впровадження цих заходів із врахуванням специфіки розподільних мереж. Для виконання завдань цього етапу використовуються такі методи дослідження:

- метод порівняльного аналізу – для оцінки ефективності різних заходів та підходів до підвищення енергоефективності.
- метод системного підходу – для розгляду заходів підвищення енергоефективності як взаємопов'язаних елементів єдиної системи;
- метод експертного оцінювання – для визначення пріоритетних заходів з точки зору технічної та економічної доцільності.
- метод економічного моделювання – для визначення співвідношення витрат на впровадження заходів і потенційної економії енергії.

Застосування зазначених методів забезпечує комплексний підхід до оцінки заходів із підвищення енергоефективності, дозволяючи обґрунтувати їхню доцільність у конкретних умовах розподільних електричних мереж.

На четвертому етапі проводиться дослідження особливостей організації охорони праці на промисловому підприємстві, аналіз технічних заходів забезпечення безпеки роботи промислового електрообладнання в аварійних режимах, а також розробка заземлювального пристрою для підстанції. Для вирішення завдань цього етапу використовуються такі методи дослідження:

- метод аналізу – для вивчення існуючих норм та вимог охорони праці, а також технічних засобів безпеки, що застосовуються для промислового електрообладнання;
- методи теорії електричних кіл – для розрахунку параметрів заземлювального пристрою, оцінки розподілу струмів у системі заземлення та мінімізації потенційних небезпек для персоналу.

Застосування цих методів дозволяє забезпечити комплексний підхід до вирішення задач охорони праці, безпеки електрообладнання в аварійних режимах та проектування заземлювальних пристроїв.

1.4 Висновки

1. Обґрунтовано, що енергетична ефективність розподільних електромереж визначається мінімізацією технічних втрат і витрат на власні потреби підстанцій, що досягається шляхом впровадження комплексних технічних та організаційних заходів.

2. Встановлено, що розподільні електричні мережі мають високу зношеність обладнання, надлишкову довжину ліній, низький рівень автоматизації та оснащення сучасними системами обліку, що призводить до значних втрат електроенергії, знижує надійність і ефективність роботи мереж, а також негативно впливає на стабільність ОЕС України, особливо в умовах терористичних атак і військових дій.

3. Сформульовано завдання дослідження та визначено методику його виконання, що забезпечить досягнення поставленої мети роботи з максимальною ефективністю.

РОЗДІЛ 2. МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Показники енергетичної ефективності розподільних мереж

Виходячи з того, що енергетична ефективність розподільної мережі значною мірою визначається технологічними втратами електричної енергії, то в якості ключових показників енергетичної ефективності доцільно обрати параметри втрат. Зокрема, такими показниками можуть бути питомі втрати енергії елементах мережі, коефіцієнт корисної дії мережі.

До узагальнених характеристик енергетичної ефективності слід віднести якість електричної енергії, режимні параметри, якість і надійність електропостачання споживачів у цілому.

Зниження втрат є основним індикатором підвищення енергетичної ефективності, оскільки воно сприяє зниженню витрат на транспортування електроенергії, покращенню її якості та зменшенню негативного впливу на довкілля.

Для силових трансформаторів такими параметрами є:

- втрати неробочого ходу $\Delta p_{\text{н.х.т}}$, кВт;
- втрати короткого замикання трансформатора $\Delta p_{\text{к.з}}$, кВт;
- паспортне значення струму неробочого ходу $i_{\text{н.х}}$, %;
- паспортне значення напруги короткого замикання $u_{\text{к.з}}$, %.

Взаємозв'язки між параметрами силового трансформатора в режимах неробочого ходу та короткого замикання представлені на рис. 2.1.

Для повітряних і кабельних ліній в якості параметрів енергоефективності можливо прийняти наступні:

- втрати напруги на одиницю довжини, $\Delta U_{\text{л}}$, кВ/км,
- втрати неробочого ходу лінії $\Delta p_{\text{н.х.л}}$ кВт/км;
- навантажувальні втрати $\Delta p_{\text{н.л}}$, кВт/км;
- активний опір проводу (струмопровідних жил) лінії $r_{0.20}$, Ом/км.

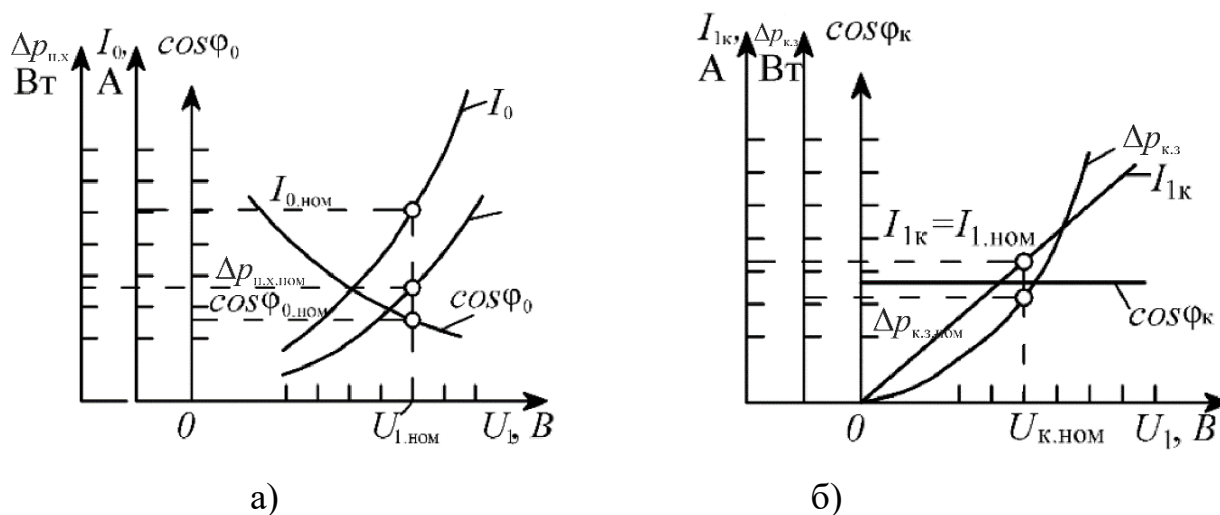


Рисунок 2.1 – Характеристики силового трансформатора

а) неробочого ходу; б) короткого замикання

За параметр енергоефективності в пристроях компенсації реактивної потужності, таких як синхронні компенсатори та батареї статичних конденсаторів можливо прийняти питомі втрати потужності Δp , кВт згідно паспортних даних.

Крім запропонованих показників енергетичної ефективності елементів розподільної мереж, варто враховувати інтегральні показники, такі як коефіцієнт корисної дії мережі, питомі втрати енергії в розподільних мережах та частку технологічних втрат у загальному обсязі переданої електроенергії. Такий підхід дозволяє всебічно оцінити ефективність елементів мережі та виявити напрями для зниження в них електричних втрат.

Визначення показників енергетичної ефективності розподільної мережі дозволяє окреслити параметри, на які необхідно орієнтуватися при аналізі її роботи. Для оцінки цих показників важливим етапом є розрахунок втрат електричної енергії в елементах мережі за допомогою теоретичних та практичних методів.

2.2 Фізична природа та методи оцінки втрат електроенергії в елементах розподільної мережі

Часто постає питання щодо доцільності визначення втрат електроенергії розрахунковим шляхом, оскільки на перший погляд їх можна визначити як різницю показань приладів обліку, що встановлені, наприклад, на початку та в кінці повітряної чи кабельної лінії. Однак такий підхід не є ефективним для оцінки втрат. По-перше, прилади обліку мають власні похибки, які можуть бути співмірними із самими втратами, що призводить до дуже наближеної оцінки. По-друге, засоби обліку зазвичай встановлюються не на всіх елементах мережі, тому визначення загальних втрат, а тим більше їх складових, є практично неможливим. За таких умов розрахунковий метод стає єдиним надійним підходом, який дозволяє отримати точну оцінку втрат електроенергії, аналізувати їх структуру та відстежувати динаміку.

Для виявлення проблемних ділянок розподільної мережі та її елементів з підвищеними втратами необхідно дослідити структуру втрат у всій мережі. Структурний аналіз втрат передбачає поділ сумарних втрат на окремі складові, наприклад, технологічні втрати, витрати на власні потреби підстанції та втрати від технічного недообліку (рис. 1.1). Втрати у лініях, трансформаторах додатково діляться на навантажувальні та неробочого ходу.

Результати структурного аналізу дозволяють оцінити питому вагу втрат електричної енергії в усіх складових ланках мережі та намітити шляхи підвищення їх енергетичної ефективності. Після впровадження намічених шляхів визначається їх фактичний вплив на енергетичну ефективність електричної мережі, що дозволяє визначити отримані покращення та скоригувати подальші дії.

Втрати активної енергії для достатньо короткого проміжку часу t під час якого параметри режиму електричної мережі характеризуються квазістаціонарністю визначаються за спрощеним виразом:

$$\Delta W = \Delta p \cdot t, \quad (2.1)$$

де Δp – втрати потужності за фіксованих параметрів.

У реальній розподільній електричній мережі параметри режиму постійно змінюються, а отже і змінюються і втрати потужності, причому ці зміни носять стохастичний характер. Тому розрахунок втрат проводиться для одного елемента розподільної мережі, для розгалуженої мережі зі значною кількістю трансформаторних ПС, повітряних та кабельних ліній, використовуються спеціальні методи, що базуються на методах розрахунку для одного елемента мережі.

Під час проходження струму через i -й елемент розподільної трифазної мережі системи змінного струму з активним опором R_i , у ньому виникають втрати активної потужності Δp_i внаслідок перетворення частини електроенергії в теплову. Це явище пояснюється законом Джоуля–Ленца, згідно з яким кількість тепла, що виділяється в провіднику, пропорційна квадрату струму, опору елемента та часу протікання струму. Отже, трифазній системі змінного струму активні втрати потужності визначаються за формулою:

$$\Delta p_i = R_i (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2), \quad (2.2)$$

де I_A, I_B, I_C – діючі значення фазних струмів, відповідно у фазах A, B, C .

Тоді втрати активної енергії за інтервал часу t за умови незмінності струму та симетричного навантаження складуть

$$\Delta W_i = \Delta p_i \cdot t = 3I_\phi^2 \cdot R_i \cdot t. \quad (2.3)$$

Якщо ж впродовж інтервалу Δt_i струм змінюється, а $R_i = \text{const}$ і $U = \text{const}$, то навантажувальні втрати електроенергії можливо визначити за виразом

$$\Delta W_i = 3R_i \int_0^t I_\phi^2(t) dt = 3R_i \int_0^t \Delta p_i(t) dt = \frac{R_i}{U^2} \int_0^t S_i^2(t) dt, \quad (2.4)$$

де S_i – повна потужність, i -го елемента мережі в момент часу t .

Середні втрати активної потужності в i -му елементі мережі $\Delta p_{\text{ср}}$ за період часу t можливо визначити з умови рівності площ під кривою миттєвих значень втрат потужності $\Delta p(t)$ (рис. 2.2, а) та площі прямокутника з основою t і висотою $\Delta p_{\text{ср}}$ (рис. 2.2, б):

$$\Delta W_i = \Delta p_{\text{ср},i} \cdot t. \quad (2.5)$$

Аналітично $\Delta p_{\text{ср},i}$ можливо визначити за допомогою рівняння (2.4)

$$\Delta p_{\text{ср},i} = \frac{3R_i}{t} \sum_0^t I_{\phi,i}^2(t) dt. \quad (2.6)$$

У рівності (2.6) вираз під знаком суми – це середнє значення квадрату фазного струму на інтервалі часу t . Якщо добути з цієї величини квадратний корінь то отримаємо середньоквадратичний струм, що протікає в i -му

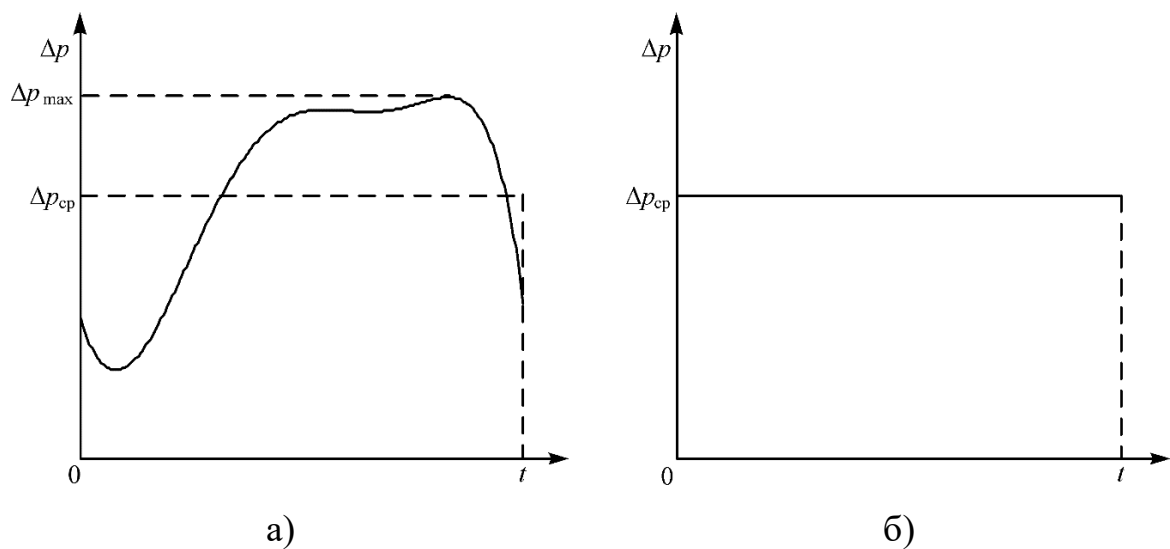


Рисунок 2.2 – Графіки зміни втрат активної потужності в елементі РМ:

а) при зміні струму; б) при стаціонарному струму

елементі мережі на проміжку часу t :

$$I_{\text{ск.кв.}i} = \sqrt{\frac{1}{t} \int_0^t I_{\phi,i}^2(t) dt} . \quad (2.7)$$

Підставивши в (2.3) вираз (2.7) отримаємо

$$\Delta W_i = 3I_{\text{ср.кв.}i}^2 \cdot R_i \cdot t . \quad (2.8)$$

Очевидно, що визначити середньоквадратичне значення струму в неперервній формі за виразом (2.7) досить складно, для його спрощення проводиться операція дискретизації, тобто заміна неперервного графіку струму ступінчастим з n -ю кількістю ступенів:

$$I_{\text{ск.кв.}i} \approx \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_{\phi,i}^2} . \quad (2.9)$$

Якщо в (2.8) ввести середньоквадратичне відхилення струму від середнього значення $I_{\text{ск.кв.}i}^2 = I_{\text{ср.кв.}}^2 + \sigma_I^2$ то отримаємо наступне рівняння [х]:

$$\Delta W_i = 3(I_{\text{ср.кв.}i}^2 + \sigma_I^2) \cdot R_i \cdot t . \quad (2.10)$$

Із рівняння (2.10) отримують два методи розрахунку втрат електричної енергії в розподільних мережах:

- метод середніх навантажень

$$\Delta W_i = 3I_{\text{ср.}i}^2 k_{\phi}^2 \cdot R_i \cdot t = \Delta P_{\text{ср.нав.}i} k_{\phi}^2 \cdot R_i \cdot t . \quad (2.11)$$

де k_ϕ – коефіцієнт форми графіка струму на інтервалі часу t ;

$\Delta P_{\text{ср.нав.}i}$ – втрати потужності при середньому навантаженні i -го елемента;

- метод найбільших втрат

$$\Delta W_i = \Delta P_{\text{макс.}i} \cdot \tau_0 \cdot t. \quad (2.12)$$

де $\Delta P_{\text{макс.}i}$ – найбільші втрати потужності на інтервалі часу t ;

τ_0 – відносний час найбільших втрат.

Розглянуті методи дозволяють детально оцінити втрати електроенергії, зокрема навантажувальні втрати в елементах мережі, що викликані протіканням струму. За наявності графіка струму на інтервалі часу t розрахунок виконують за (2.8), розрахунки за (2.11) і (2.12) в цьому випадку дають такий же результат.

Використання цих методів є ключовим етапом у розробці заходів для підвищення енергетичної ефективності розподільних мереж.

2.3 Практичні методи розрахунку навантажувальних втрат електроенергії

У процесі обчислення втрат електроенергії часто виникає проблема неповноти даних, що необхідні для точних розрахунків. Для вирішення цієї проблеми була розроблена значна кількість різноманітних практичних методик обчислення втрат електричної потужності та енергії [12-15, 18].

Навантажувальні втрати електроенергії в розподільній мережі за інтервал часу тривалістю t год можуть бути розраховані за допомогою одного із наступних методів залежно від повноти наявної інформації [18]:

- оперативних розрахунків;
- характерної доби;
- середніх навантажень;
- часу найбільших втрат потужності.

Проведемо їх детальний аналіз.

2.3.1. Метод оперативних розрахунків

За умови доступності повного обсягу даних, отриманих через поточні вимірювання в системах АСКОЕ, з урахуванням стану комутаційного обладнання, розрахунок втрат електроенергії може проводитися в реальному часі з періодичністю 1 година або менше. Система фіксує показники струму, напруги та потужності, що дозволяє виконувати або прямий розрахунок навантажувальних втрат для кожного елемента мережі, або моделювати поточний режим роботи електромережі (повністю чи частково) з подальшим розрахунком втрат за короткі проміжки часу.

Для АСКОЕ з лічильниками інтервального типу втрати активної електроенергії за інтервал часу $\Delta t = t_2 - t_1$ складуть:

- у двообмоткових трансформаторах і автотрансформаторах [12]:

$$\Delta W_i = \sum_{t_1}^{t_2} (3I_i^2 \cdot R_T \cdot \Delta t_i + g_T \cdot U_{\text{ВН.НОМ}}^2 \cdot \Delta t_i) \cdot 10^{-3}, \quad (2.13)$$

де I_i^2 – діюче значення квадрату сили струму навантаження

$$I_i^2 = \frac{W^2 + V^2}{3T_p U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (2.14)$$

W , V – активна та реактивна енергії, що передаються через силовий трансформатор за розрахунковий період, відповідно активна, кВт і реактивна, квар;

R_T – активний опір трансформатора, Ом;

Δt_i – тривалість i -го інтервалу часу із умовно сталим навантаженням, год;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

$U_{\text{ВН.НОМ}}$ – напруга трансформатора, кВ;

$\Delta p_{\text{н.х}}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт;

T_p – кількість годин роботи трансформатора під навантаженням впродовж розрахункового періоду;

- у проводах повітряних ліній [12]:

$$\Delta W_{\text{пл},i} = 3 \sum_{t_1}^{t_2} (I_i^2 \cdot R_{\text{пл}} \cdot \Delta t_i \cdot 10^{-3}), \quad (2.15)$$

де $R_{\text{пл}}$ – активний опір фази повітряної лінії, Ом.

В основі цього підходу лежить принцип розрахунку за середньоквадратичним струмом, що проходить через поздовжні опори під навантаженням. При цьому важливо враховувати додаткові фактори, такі як струми витоку та зарядні струми ліній, що потребують окремих обчислень.

Варто зазначити, що сам процес обчислення в реальному часі не є окремим методом розрахунку втрат електроенергії, а лише визначає спосіб організації обчислювального процесу.

2.3.2. Метод характерної доби

Добові графіки електроспоживання в розподільній мережі зазнають сезонних коливань під впливом різних факторів, таких як температура навколишнього середовища, тривалість світлового дня, наявність додаткових вихідних і т.п. Для точного обчислення річних втрат електроенергії необхідно враховувати ці сезонні зміни добових графіків.

Для цього застосовується метод характерної доби, при якому рік розбивається на декілька розрахункових періодів. Кожному періоду відповідає свій узагальнений добовий графік навантаження. Характерна доба – це умовна календарна доба (24 год), що відображає типове для робочої доби місяця енергоспоживання та форму графіка навантаження.

Зазвичай рік ділиться на два розрахункові періоди (зимовий та літній), для цього проводяться вимірювання в грудні та червні, відповідно. Ці місяці вважаються базовими для I-го та II-го розрахункових інтервалів.

Тривалість розрахункових періодів для України приведена в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Тривалість розрахункових періодів

Кількість діб	Період	
	зимовий	літній
робочі	147	105
вихідні	65	48

Графік навантаження задається погодинним графіком активної потужності в точці видачі енергії в розподільну мережу: P_i де $i = 1 \dots 24$, для доби контрольних замірів. Погодинні втрати потужності в мережі ΔP_i та втрати електричної енергії за характерну добу складуть:

$$\Delta W_{\text{доб}} = \sum_{i=1}^{24} \Delta P_i \cdot \Delta t_i, \quad (2.16)$$

де Δt_i – інтервал часу рівний 1 год.

Для визначення втрат потужності мережі ΔP_i проводиться розрахунок усталеного режиму, враховуючи навантаження у вузлах мережі для кожної i -тої години. У випадку простих схем розподільних мереж допускається застосування спрощеного методу розрахунку поточкорозподілу та втрат потужності, використовуючи номінальні значення напруги.

Для обчислення втрат електричної енергії впродовж розрахункового інтервалу застосовується спеціальна формула [15]:

$$\Delta W_j = \Delta W_{\text{доб}} \cdot N_{\text{екв},j} \cdot k_{\phi}^2 \cdot k_{\text{а.пл}}, \quad (2.17)$$

де $N_{\text{екв},j}$ – еквівалентна кількість діб у j -му розрахунковому періоді, шт.:

$$N_{\text{екв},j} = N_{\text{м},j} \cdot \sum_{i=1}^{n_j} \left[\frac{\Delta W_{\text{м},i,j}}{\Delta W_{\text{м12},j}} \right]^2. \quad (2.18)$$

$\Delta W_{m.i,j}$ – видача електроенергії в мережу i -му місяці, j -го періоду;

$\Delta W_{m.12,j}$ – видача електроенергії в мережу в базовому місяці, j -го періоду;

$\Delta N_{m.12,j}$ – число місяців у j -му періоді;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми середньодобових значень j -го розрахункового періоду:

$$k_{\phi,j}^2 = \frac{(N_{p,j} + k_w^2 N_{B,j}) N_{m,j}}{(N_{p,j} + k_w N_{B,j})^2}; \quad (2.19)$$

$N_{p,j}, N_{B,j}$ – число днів у місяці j -го періоду, відповідно, робочих і вихідних;

$N_{m,j}$ – сумарна кількість днів у місяці j -го періоду;

k_w – коефіцієнт пропорційності:

$$k_w = \frac{W_B}{W_P}; \quad (2.20)$$

$k_{a,пл}$ – коефіцієнт запасу, що враховує втрати електроенергії в лінійній арматурі, для ПЛ 110 кВ і вище дорівнює 1,02, для всіх інших – 1.

Промислова зона отримує живлення по двох ПЛ 150 кВ, визначимо річні втрати активної енергії однієї із них (рис. 2.2). Вихідними даними є:

- добові графіки активної та реактивної потужності, що були виміряні в зимову та літню контрольну добу робочого та вихідного дня (табл. 2.2-2.3 і рис. 2.3);

- річне споживання активної та реактивної енергії (табл. 2.4 і рис. 2.4).

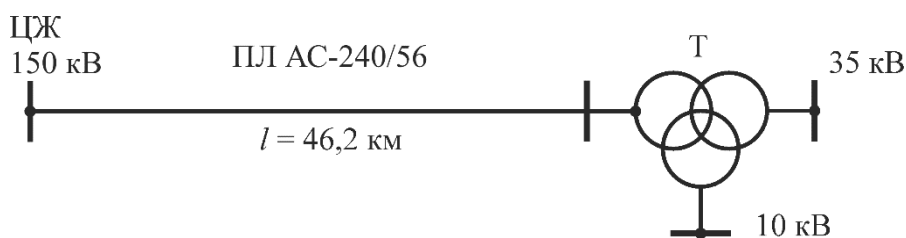
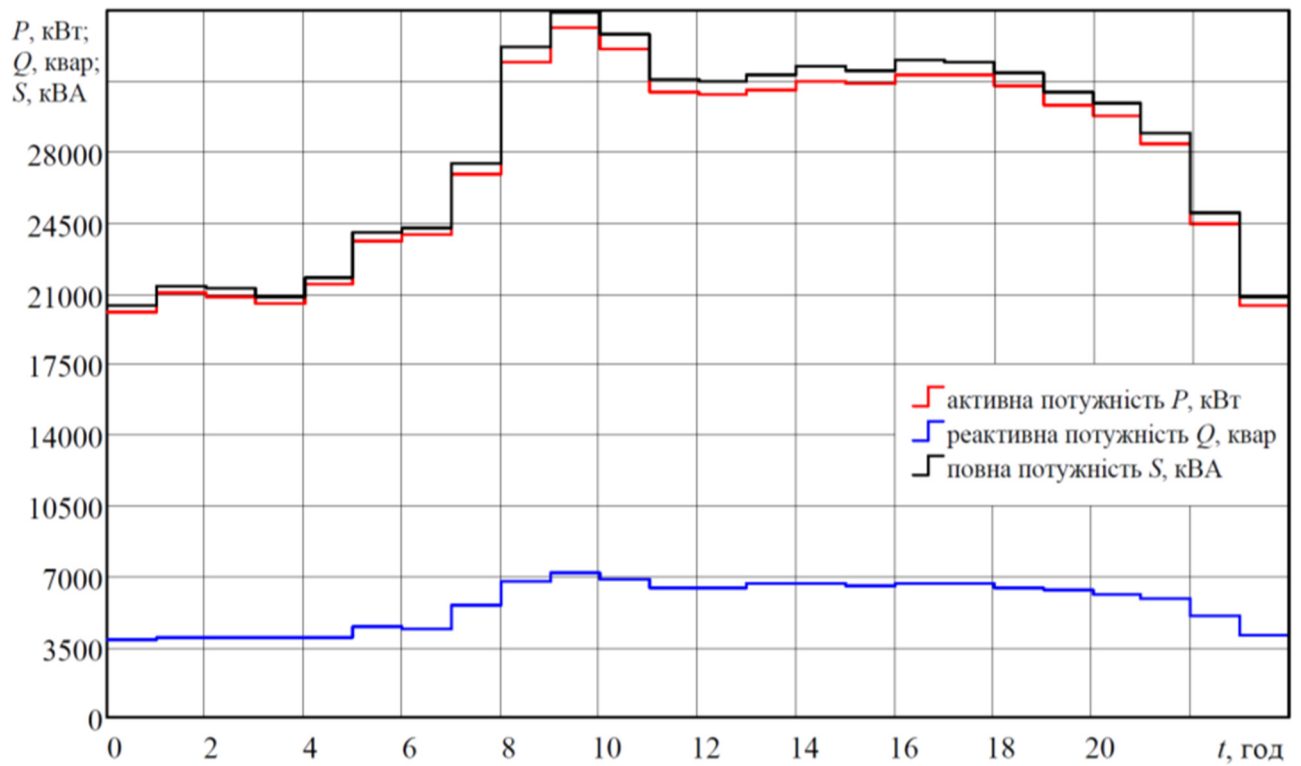
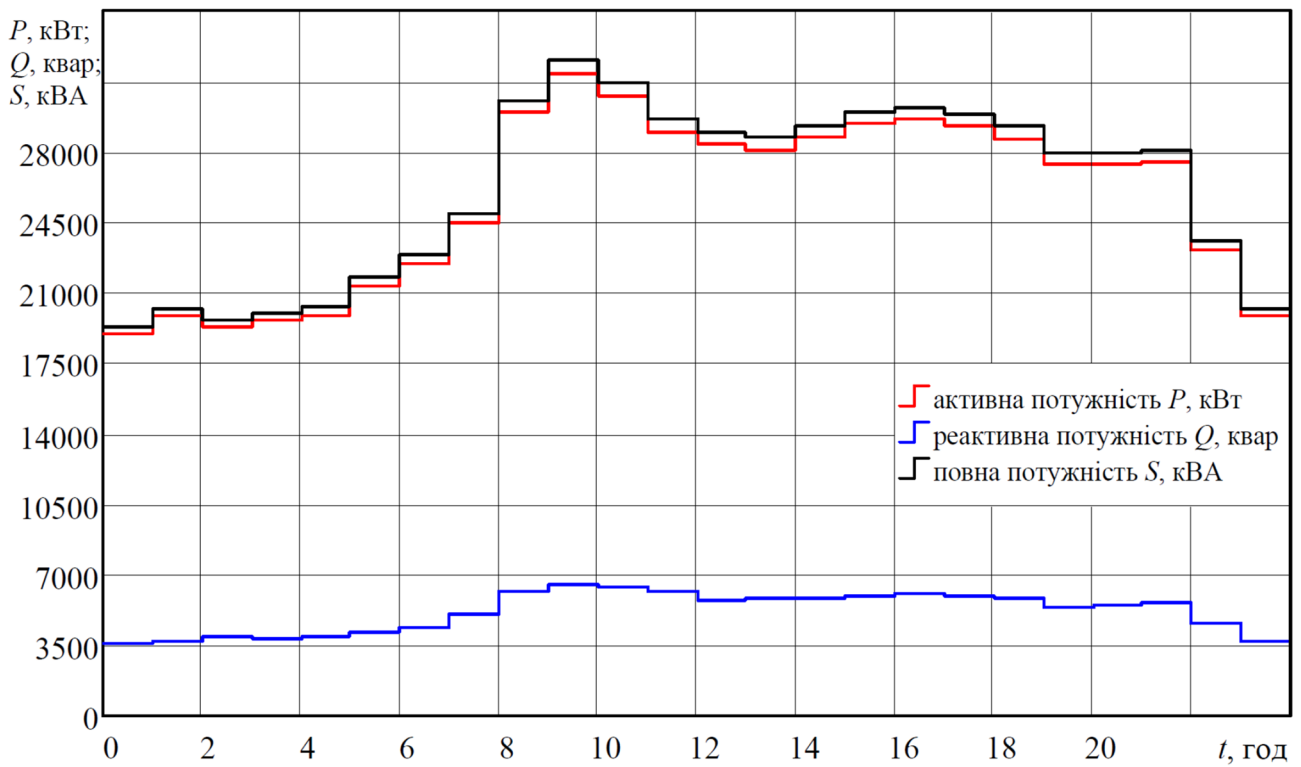


Рисунок 2.2 – Ділянка розподільної мережі з ПЛ 150 кВ



а)



б)

Рисунок 2.3 –Добові графіки електроспоживання промзони:

а) зимова доба; б) літня доба

Таблиця 2.2 – Погодинні значення активної та реактивної потужностей за ліній та зимовий періоди ПЛ 150 кВ

№ п/п	Інтервал, год	Періоди			
		зимовий		літній	
		$P_{з.р.i}$, кВт	$Q_{з.р.i}$, квар	$P_{л.р.i}$, кВт	$Q_{л.р.i}$, квар
1	0 – 1	20028,8	3830,3	18920,7	3584,7
2	1 – 2	20981,5	3972,0	19899,6	3683,3
3	2 – 3	20833,1	3933,7	19292,0	3918,8
4	3 – 4	20434,6	3941,9	19589,5	3819,4
5	4 – 5	21419,0	3984,6	19911,7	3878,9
6	5 – 6	23561,7	4501,6	21340,4	4119,3
7	6 – 7	23873,4	4391,6	22444,6	4412,1
8	7 – 8	26904,3	5516,4	24423,3	5018,2
9	8 – 9	32459,3	6734,6	29924,3	6167,9
10	9 – 10	34156,1	7177,7	31855,5	6513,2
11	10 – 11	33081,4	6857,7	30785,6	6354,2
12	11 – 12	30962,4	6382,3	28951,1	6139,0
13	12 – 13	30815,0	6451,9	28393,7	5714,8
14	13 – 14	31080,3	6595,9	28070,3	5807,9
15	14 – 15	31528,5	6609,7	28731,3	5831,9
16	15 – 16	31356,2	6500,4	29361,9	5972,7
17	16 – 17	31831,5	6568,1	29577,8	6014,3
18	17 – 18	31758,6	6567,1	29268,6	5985,6
19	18 – 19	31262,1	6448,2	28657,7	5820,1
20	19 – 20	30314,5	6284,3	27398,2	5416,6
21	20 – 21	29781,7	6119,4	27408,9	5531,4
22	21 – 22	28337,1	5880,3	27491,2	5562,3
23	22 – 23	24417,8	4970,0	23065,6	4579,2
24	23 – 24	20369,3	4011,8	19840,7	3706,3
		661548,1	134231,6	614604,1	123552,1

Таблиця 2.3 – Місячні значення активної та реактивної енергії за ліній і зимовий періоди ПЛ 150 кВ

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень
W , кВт·год	19482592,9	19277513,0	19072433,1	18867353,2	18662273,2	18438123,6
V , квар год	3 953 119,6	3 911 507,9	3 869 896,1	3 828 284,3	3 786 672,5	3 706 563,8

продовження таблиці 2.3.

Місяць	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
W , кВт·год	18806886,1	19175648,6	19360029,8	19636601,6	19687672,9	20507992,6
V , квар год	3 780 695,1	3 854 826,3	3 891 892,0	3 947 490,4	3 994 731,4	4 161 178,6

Споживання активної та реактивної електроенергії:

– за зимовий місяць (грудень):

$$W_3 = \sum_{i=1}^{24} P_{3_i} \cdot 31 = 661548,1 \cdot 31 = 20507992,6 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$V_3 = \sum_{i=1}^{24} Q_{3_i} \cdot 31 = 134231 \cdot 31 = 4161178,6 \text{ квар} \cdot \text{год}; ;$$

– за літній місяць (червень):

$$W_{\text{л}} = \sum_{i=1}^{24} P_{\text{л}_i} \cdot 30 = 614604,1 \cdot 30 = 18438123,6 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$V_{\text{л}} = \sum_{i=1}^{24} Q_{\text{л}_i} \cdot 30 = 123552,1 \cdot 30 = 3706563,8 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

Середньодобове споживання активної та реактивної електроенергії:

- зимового дня базового місяця (грудня)

$$W_{\text{ср.д.з}} = \frac{W_3}{31} = \frac{20507992,6}{31} = 661548,1 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$V_{\text{ср.д.з}} = \frac{V_3}{31} = \frac{4161178,6}{31} = 134231,6 \text{ квар} \cdot \text{год};$$

- літнього дня базового місяця (червня):

$$W_{\text{ср.д.л}} = \frac{W_{\text{л}}}{30} = \frac{18438123,6}{30} = 614604,1 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$V_{\text{ср.д.л}} = \frac{V_{\text{л}}}{30} = \frac{3706563,8}{30} = 123552,1 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Втрати електричної енергії за характерну добу визначаємо за (2.19), при цьому струм i -го ступеню графіку електричних навантажень:

$$I_i = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \text{ А.}$$

тоді

$$\Delta W_{\text{пл.доб}} = \sum_{t_1}^{t_2} \left(\left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{\text{ном}}^2} \right) \cdot R_{\text{пл}} \cdot \Delta t_i \cdot 10^{-3} \right), \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

де $R_{\text{пл}}$ – активний опір ПЛ:

$$R_{\text{пл}} = r_0 l_{\text{пл}} = 0,121 \cdot 46,2 = 5,59 \text{ Ом},$$

r_0 – питомий опір проводів ПЛ, Ом км;

Δt_i – інтервал часу, приймаємо 1 год.

Приймаємо, що кількість робочих та вихідних днів приймаємо з табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Кількість робочих і вихідних днів

Місяць	Дні	
	Робочі	Вихідні
грудень	23	8
червень	22	8

Коефіцієнт k_w приймаємо для зимового періоду рівним 0,639, а для літнього – 0,635, тоді відповідні коефіцієнти форми будуть згідно (2.18):

$$k_{\phi,3}^2 = \frac{(N_{p,3} + k_w^2 N_{B,3}) N_{M,3}}{(N_{p,3} + k_w N_{B,3})^2} = \frac{(23 + 0,639^2 \cdot 8) \cdot 31}{(23 + 0,639 \cdot 8)^2} = 1,03;$$

$$k_{\phi,l}^2 = \frac{(N_{p,l} + k_w^2 N_{B,l}) N_{M,l}}{(N_{p,l} + k_w N_{B,l})^2} = \frac{(22 + 0,635^2 \cdot 8) \cdot 30}{(22 + 0,635 \cdot 8)^2} = 1,032.$$

Використовуючи (2.17) визначаємо втрати за зимовий та літній періоди:

$$\Delta W_3 = \Delta W_{\text{доб,3}} \cdot N_{\text{екв,3}} \cdot k_{\phi,3}^2 \cdot k_{a,пл} = 4861,9 \cdot 189,2 \cdot 1,03^2 \cdot 1,02 = 995409,5 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_l = \Delta W_{\text{доб,l}} \cdot N_{\text{екв,l}} \cdot k_{\phi,l}^2 \cdot k_{a,пл} = 598,6 \cdot 164,02 \cdot 1,032^2 \cdot 1,02 = 106657,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Втрати становлять 0,75% від обсягу електроенергії, що була спожита промисловою зоною.

Результати розрахунків заносимо до підсумкової таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Результати розрахунку річних втрат електроенергії в ПЛ

№ п/п	Параметр	Од. вим.	Розрахунковий період	
			грудень	червень
1	W	кВт·год	20507992,6	18438123,6
2	V	квар·год	4161178,6	3706563,8
3	$W_{\text{ср,д}}$		661548,1	614604,1
4	$V_{\text{ср,д}}$	квар·год	134231,6	123552,1
5	$\Delta W_{\text{доб}}$	кВт·год	4861,9	4182,6
6	$k_{\phi,j}^2$	—	1,03	1,032
7	$N_{\text{екв}}$	днів	189,2	164,02
8	$\Delta W_{\text{доб}}$	кВт·год	995409,5	745251,3
9	ΔW_{Σ}	кВт·год	1740660,7	

2.3.3 Метод середніх навантажень

При застосуванні методу середніх навантажень втрати електроенергії розраховуються за допомогою рівняння [15]:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср.н}} \cdot T \cdot k_{\phi}^2 \cdot k_k \cdot k_{\text{а.пл}}, \quad (2.21)$$

де $\Delta P_{\text{ср.н}}$ – втрати потужності в розподільній мережі за розрахунковий інтервал Δt за середніх навантажень вузлів;

T – тривалість розрахункового інтервалу, год;

k_{ϕ}^2 – квадрат коефіцієнту форми графіка сумарного навантаження розподільної мережі за інтервал T :

$$k_{\phi}^2 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{\text{ср}}^2 \cdot T}, \quad (2.22)$$

де P_i – навантаження на i -му ступені графіка навантаження, що має тривалість Δt_i ,

$P_{\text{ср}}$ – середнє навантаження розподільної мережі за інтервал T ;

m – кількість ступенів графіка на розрахунковому інтервалі;

k_k – коефіцієнт, який враховує відмінності у формі графіків активного та реактивного навантаження окремих ділянок розподільної мережі, приймаємо рівним 0,99;

Δt – тривалість ступеню графіку навантажень, год.

Значення втрат активної потужності при середніх навантаженнях $\Delta P_{\text{ср.н}}$ визначаються шляхом розрахунку усталеного режиму розподільної мережі для середніх значень навантажень у її вузлах:

$$\Delta P_{\text{н.і}} = \frac{W_{\text{н.і}}}{\Delta t}, \quad (2.23)$$

де $W_{н.і}$ – електроенергія, що була спожита i -м навантаженням, за розрахунковий інтервал T , кВт·год.

Коефіцієнт форми добового графіка за розрахунковий період за умови проведення контрольних замірів:

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.доб}^2 \cdot k_{\phi.м}^2 \cdot k_{\phi.N}^2, \quad (2.24)$$

де $k_{\phi.доб}^2$ – квадрат коефіцієнта форми добового графіка

$$k_{\phi.доб}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^2}{24 P_{ср.доб}^2}; \quad (2.25)$$

$k_{\phi.м}^2$ – квадрат коефіцієнта форми місячного графіка базового зимового місяця (грудня), обчислюється за (2.22);

$k_{\phi.N}^2$ – квадрат коефіцієнта, що характеризує форму місячних графіків навантажень за розрахунковий період:

$$k_{\phi.N}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{N_{екв,j}} W_{м.і}^2}{W_{ср.м.і}^2 N_{екв,j}}; \quad (2.26)$$

$W_{м.і}$ – обсяг переданої електроенергії в розподільну мережу за i -й місяць розрахункового інтервалу;

$W_{ср.м}$ – середньомісячний обсяг переданої електроенергії в розподільну мережу за місяці розрахункового інтервалу.

У випадку відсутності графіків електричних навантажень, значення квадрата коефіцієнта k_{ϕ}^2 визначається так:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}; \quad (2.27)$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка сумарного навантаження розподільної мережі

$$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}} . \quad (2.28)$$

Виконаємо оцінку втрат електричної енергії для ПЛ 150 кВ, що була розглянута вище. З метою спрощення та оцінки точності методу при цьому, розрахунок виконується лише за даними доби зимових контрольних замірів.

Середньорічне навантаження ПЛ:

- активне

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} W_{\text{м.і}}}{T} = \frac{230975120,6}{8760} = 26,367 \text{ МВт};$$

- реактивне

$$Q_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} V_{\text{м.і}}}{T} = \frac{46686857,9}{8760} = 5,3295 \text{ Мвар},$$

де $W_{\text{м.і}}$, $V_{\text{м.і}}$ – місячне споживання промисловою зоною, відповідно, активної та реактивної енергії за i -й місяць року (згідно табл. 2.3);

T – тривалість розрахункового періоду, год.

Втрати активної потужності в ПЛ за середніх навантаженнях:

$$\Delta P_{\text{ср.н.пл}} = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{л}} = \frac{26,367^2 + 5,3295^2}{150^2} 5,59 = 179,8 \text{ кВт}.$$

Коефіцієнт форми добового графіка при $T=8760$ год:

$$k_{\Phi}^2 = k_{\Phi, \text{доб}}^2 \cdot k_{\Phi, \text{м}}^2 \cdot k_{\Phi, \text{N}}^2 = 1,03 \cdot 1,046 \cdot 1,001 = 1,078,$$

де $k_{\Phi, \text{доб}}^2$ – квадрат коефіцієнта форми добового графіка навантажень

$$k_{\Phi, \text{доб}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^2}{N \cdot P_{\text{ср, доб}}^2} = \frac{18785991907,5}{24 \cdot 27564,5^2} = 1,03;$$

$k_{\Phi, \text{м}}^2$ – квадрат коефіцієнта форми місячного графіка базового місяця

$$k_{\Phi, \text{м}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{31} P_i^2 \cdot \Delta t_i}{T \cdot P_{\text{ср, м}}^2} = \frac{22561879,2}{31 \cdot 727802,6^2} = 1,046;$$

$k_{\Phi, \text{N}}^2$ – квадрат коефіцієнта форми місячних графіків навантажень:

$$k_{\Phi, \text{N}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{12} W_{\text{м.і}}^2}{N \cdot W_{\text{ср.м.і}}^2} = \frac{4449167062223320,0}{12 \cdot 19247926,7^2} = 1,001;$$

Втрати електричної енергії за рік:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \Delta P_{\text{ср.н.пл}} \cdot \Delta t \cdot k_{\Phi}^2 \cdot k_k \cdot k_{\text{а.пл}} = \\ &= 179,8 \cdot 8760 \cdot 1,078 \cdot 0,99 \cdot 1,02 = 1714541,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Відсоток втрат електроенергії в ПЛ від загального об'єму переданої електроенергії становить 0,742%.

2.3.4. Метод часу найбільших втрат

Згідно цього методу втрати електроенергії визначаються як [14]:

$$\Delta W = 1,03 \Delta P_{\max} \cdot k_{\text{а.пл}} \cdot \tau_* \cdot T, \quad (2.29)$$

де $P_{\max}$ – найбільше навантаження за розрахунковий інтервал часу T , кВт;

τ_* – час найбільших втрат потужності, визначений з графіка сумарного навантаження розподільної мережі на інтервалі часу T , в.о.:

$$\tau_* = \tau_{\text{доб}*} \cdot \tau_{\text{міс}} \cdot \tau_{\text{н}}, \quad (2.30)$$

$\tau_{\text{с}}$ – час найбільших втрат потужності для добового графіка, доби контрольного заміру:

$$\tau_{\text{доб}*} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i^2 \Delta t_i}{P_{\max}^2 T}, \quad (2.31)$$

$P_{\max}$ – найбільше значення із n значень P_i на розрахунковому інтервалі T ;

$\tau_{\text{м}}$ – час найбільших втрат потужності місяця

$$\tau_{\text{м}} = \frac{N_{\text{р}} + k_{\text{в}}^2 N_{\text{в}}}{N_{\text{м}}}, \quad (2.32)$$

$N_{\text{р}}, N_{\text{в}}, N_{\text{м}}$ – число днів, відповідно, робочих, вихідних та у місяці в цілому;

$k_{\text{в}}$ – відношення електроенергії, що була спожита у вихідний день до кількості електроенергії, що була спожита в робочий день;

τ_{*n} – час найбільших втрат потужності розрахункового періоду

$$\tau_{*n} = \sum_{i=1}^n \frac{W_{M,i}^2}{W_{M,б}^2 n}; \quad (2.33)$$

де $W_{M,р}$ – споживання електроенергії промисловою зоною за базовий місяць;

n – число місяців у розрахунковому інтервалі.

Визначимо за допомогою розглянутого методу річні втрати електроенергії в ПЛ 150 кВ, вихідні дані до розрахунку ті ж самі.

З добового графіку електричних навантажень ПЛ 150 кВ робочої зимової доби (рис. 2.3) визначаємо: $P_{\max} = 34156,1$ кВт, $Q_{\max} = 19311$ квар.

Втрати електроенергії в ПЛ:

$$\begin{aligned} \Delta W &= 1,03 \cdot k_{a,пл} \cdot \Delta P_{\max} \cdot \tau_* \cdot T = \\ &= 1,03 \cdot 1,02 \cdot 382,5 \cdot 0,537 \cdot 8760 = 1890371,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Втрати активної потужності в ПЛ за середніх навантажень:

$$\Delta P_{\max} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{л}} = \frac{34,1561^2 + 19,311^2}{150^2} 5,59 \cdot 10^3 = 382,5 \text{ кВт}.$$

Відносне число годин найбільших втрат потужності за 1 рік:

$$\tau_* = \tau_{*\text{доб}} \cdot \tau_{*M} \cdot \tau_{*n} = 0,671 \cdot 0,907 \cdot 0,882 = 0,537 \text{ в.о.},$$

де τ_{*c} – відносна кількість годин найбільших втрат потужності для добового графіка доби контрольного заміру

$$\tau_{\text{доб}*} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^2 \Delta t_i}{P_{\max}^2 T} = \frac{18785991907,5}{34156,1^2 \cdot 24} = 0,671;$$

τ_{*M} – відносна кількість годин найбільших втрат місяця

$$\tau_{*M} = \frac{N_p + k_w^2 N_B}{N_M} = \frac{23 + 0,64 \cdot 8}{31} = 0,907,$$

де k_w – відношення електричної енергії, спожитої в неробочий день грудня, до електричної енергії, спожитої в робочий день грудня

$$k_w = \frac{W_{\text{вих.з}}}{W_{\text{роб.з}}} = \frac{422498,3}{661548,1} = 0,64,$$

τ_{*n} – відносна кількість годин найбільших втрат для графіка місячного споживання електроенергії

$$\tau_{*N} = \sum_{i=1}^{12} \frac{W_{M,i}^2}{W_{M,6}^2 N} = \frac{4449167062223320}{20507992,6^2 \cdot 12} = 0,882.$$

Відсоток втрат електроенергії в ПЛ від загального об'єму переданої електроенергії становить 0,818%.

Результати розрахунку втрат у ПЛ через яку отримує живлення промислова зона занесені в підсумкову табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Результати розрахунку втрат за допомогою різними методами

Метод	ΔW , кВт·год	ΔW , %
Розрахункової доби	1740660,7	0,754
Середніх навантажень	1714541,2	0,742
Часу найбільших втрат потужності	1890371,8	0,818

2.4 Порівняльний аналіз методів розрахунку втрат у розподільних мережах

Метод оперативних розрахунків серед розглянутих методів, має найвищу точність розрахунків у реальному часі завдяки використанню даних з АСКОЕ. Він дозволяє отримувати точні значення втрат електроенергії внаслідок вираховування поточних параметри режиму мережі (струм, напруга, потужність). Проведення розрахунків з періодичністю 1 година або частіше дозволяє оперативно виявляти проблеми, такі як підвищені втрати або аномальні режими роботи мережі. Дає змогу врахувати вплив увімкненого/вимкненого обладнання на загальні втрати, що є важливим для складних мереж. Можливість оперативних розрахунків сприяє оптимізації роботи мережі шляхом внесення коректив у її режим роботи.

Головним недоліком цього методу є висока залежність від якості даних. Він потребує повного набору точних даних від систем АСКОЕ, помилки у вимірюваннях можуть суттєво вплинути на результати. Також для повноцінного використання методу необхідно забезпечити розгалужену інфраструктуру для збору та обробки даних, що вимагає значних первинних капіталовкладень. Виконання розрахунків у реальному часі потребує високої продуктивності серверів, особливо в мережах з великою кількістю елементів. У розподільних мережах, де відсутні сучасні засоби моніторингу або є значний знос обладнання, метод може виявитися неефективним.

Метод розрахункової доби дозволяє врахувати зміни добових графіків споживання в залежності від сезонних факторів (температура, тривалість світлового дня), специфіка роботи споживачів, що підвищує точність річних розрахунків втрат електроенергії. Поділ року на кілька розрахункових періодів із використанням узагальнених графіків спрощує обчислення та зменшує необхідність обробки великого обсягу даних. Найкраще підходить для мереж із простою топологією, де допустимо застосовувати спрощені розрахунки потокорозподілу, що знижує вимоги до ресурсів і складності обчислень.

Використання базових місяців (наприклад, грудень та червень) дозволяє проводити розрахунки на основі реальних даних з вимірювань, зберігаючи баланс між точністю та простотою.

Метод розрахункової доби використовує узагальнені графіки, які не враховують нетипові режимів роботи чи особливості навантаження в конкретні дні чи місяці, що може знижувати точність розрахунків. Використання лише базових місяців, зазвичай, недостатнє для відображення повного спектру сезонних коливань у мережах з високою нерівномірністю навантажень. Цей метод не враховує короткострокові фактори, що можуть значно впливати на втрати. Точність розрахунків значною мірою залежить від правильності вибору розрахункових періодів та форми графіків, що вимагає якісного аналізу даних. Метод має обмежену деталізацію, тобто не підходить для точного аналізу втрат у мережах зі складною топологією чи значною кількістю нестандартних вузлів.

Метод середніх навантажень базується на усереднених значеннях навантажень, що значно спрощує розрахунки порівняно з методами, які вимагають детального аналізу кожної години чи дня та дозволяє виконувати розрахунки без необхідності доступу до повних добових графіків. Цей метод можливо застосовувати до різних типів мереж, незалежно від їх конфігурації чи складності. Завдяки орієнтації на середньомісячні або середньодобові навантаження, метод зручний для планування втрат енергії на великих часових інтервалах. Відсутність графіків електричних навантажень компенсується застосуванням стандартних коефіцієнтів, що дозволяє швидко отримувати оцінки втрат.

До недоліків методу середніх навантажень слід віднести: втрату точності, нехтування короткостроковими факторами, істотну залежність від коефіцієнтів, обмежену придатність для складних мереж зі складною топологією. Усереднення навантажень може призводити до втрати точності, особливо у випадках нерівномірного розподілу навантаження чи різких пікових змін. Метод не враховує короткострокові коливання навантаження, які можуть суттєво впливати на реальні втрати енергії. Використання стандартних коефіцієнтів вносить

похибки призводити до помилок, якщо вони не відповідають реальним умовам експлуатації мережі. Для мереж зі складною конфігурацією даний метод може дати лише наближену оцінку втрат. Хоча метод зменшує обсяг даних, він все ж потребує коректної інформації про середнє навантаження та його коефіцієнти форми.

Метод часу найбільших втрат базується на використанні значень максимального навантаження та відповідного часу найбільших втрат, що зменшує обсяг розрахунків і спрощує їх виконання. Використання часу найбільших втрат дозволяє оцінити найгірші сценарії роботи мережі, що важливо для її надійності та оптимізації. У мережах, де втрати суттєво залежать від пікових навантажень, метод надає досить точні результати. Метод дозволяє ідентифікувати періоди найбільшого навантаження, що корисно для планування реконструкцій або вдосконалення мережі. Не потребує детальних погодинних графіків, орієнтуючись лише на найбільші значення навантаження.

Переваги методу часу найбільших втрат є джерелом появи недоліків. Так, він не враховує втрати, що виникають під час низьких навантажень, а також сезонні зміни навантаження чи специфічні режими роботи мережі, що може призводити до недооцінки загальних втрат. Точність визначення втрат електроенергії залежить від точності визначення $P_{\max}$. У мережах зі значною нерівномірністю розподілу навантаження метод існує висока ймовірність неадекватного оцінювання втрати.

Загальним недоліком всіх наближених методів є те, що вони не дозволяють проводити обчислення в оперативному режимі для миттєвого аналізу втрат.

Порівняльний аналіз методів розрахунку втрат енергії в розподільній мережі представлено в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Порівняльний аналіз методів розрахунку втрат енергії в розподільній мережі

Параметр	Метод			
	Оперативних розрахунків	Характерної доби	Середніх навантажень	Часу найбільших втрат
Точність розрахунків	висока, за умови якісних даних з АСКОВЕ	середня, залежить від точності узагальнених графіків	середня, залежить від рівномірності навантаження	низька, орієнтується лише на пікові значення
Обсяг вхідних даних	потребує детальних даних у реальному часі	потребує узагальнених добових графіків	мінімальний, достатньо середніх значень	мінімальний, базується на пікових значеннях
Врахування сезонності	непряма, через реальні вимірювання	пряма, шляхом поділу року на періоди	обмежена, залежить від середніх значень	немає
Врахування короткострокових змін	висока	низька	відсутня	відсутня
Складність обчислень	висока	середня	низька	низька
Придатність для реального часу	так	ні	ні	ні
Гнучкість використання	висока	середня	середня	низька
Придатність для складних мереж	так	часткова	ні	ні
Область застосування	моніторинг і оптимізація	довгострокове планування	довгострокове планування	оцінка пікових навантажень

2.5 Висновки

1. Встановлено, що ключовими показниками енергетичної ефективності розподільних електричних мереж є локальні параметри, такі як втрати неробочого ходу, втрати короткого замикання, питомі втрати енергії та активний опір провідників і інтегральні показники, зокрема коефіцієнт корисної дії мережі й частка технологічних втрат які разом формують основу для подальшого аналізу ефективності мережі.

2. Розглянуто фізичну природу втрат активної електроенергії та описано методи їх оцінки, зокрема середньоквадратичний, середніх навантажень і найбільших втрат, які слугують теоретичною основою для підвищення енергетичної ефективності розподільних мереж.

3. Визначено, що метод оперативних розрахунків найбільш ефективним для сучасних мереж обладнаних АСКОВЕ. Він забезпечує високу точність і враховує короткострокові зміни, що робить його ідеальним для оперативного управління, моніторингу та оцінювання енергетичної ефективності розподільних мереж, проте він складний у реалізації та вимагає значних ресурсів.

4. Встановлено, що метод характерної доби добре підходить для планування втрат у мережах із передбачуваними сезонними коливаннями. Він менш точний у реальному часі, але дозволяє враховувати сезонність споживання електричної енергії.

5. Визначено, що метод середніх навантажень є найпростішим у реалізації та підходить для мереж із рівномірними навантаженнями. Він не потребує значної кількості даних і ресурсів, але не враховує короткострокові чи сезонні коливання, що знижує його точність для складних мереж.

6. Встановлено, метод часу найбільших втрат орієнтований на аналіз пікових режимів і є найбільш простим у реалізації, однак він суттєво поступається іншим методам у точності, особливо для мереж із нерівномірним розподілом навантажень.

РОЗДІЛ 3. ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

3.1 Аналіз заходів підвищення енергетичної ефективності в електричних мережах

Заходи підвищення енергетичної ефективності в мережах можуть бути поділені на такі групи (рис. 1.4):

- оптимізація режимів роботи електричних мереж;
- реконструкція та модернізація електричних мереж;
- вдосконалення систем обліку електроенергії;
- запобігання несанкціонованого використання електроенергії;
- оптимізація підключення нових споживачів.

До заходів, що сприяють покращенню режимів роботи електричних мереж, належать:

1) реалізація оптимальних режимів роботи замкнутих електричних мереж напругою – регулювання напруги та реактивної потужності для досягнення найбільш ефективного режиму їх роботи;

2) встановлення автоматичних регуляторів напруги та реактивної потужності – монтаж і введення в експлуатацію автоматичних регуляторів напруги на трансформаторах з пристроями РПН, а також регуляторів реактивної потужності на її джерелах;

3) обладнання ПС засобами вимірювання параметрів мережі та автоматизованими системами комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) – встановлення технічних засобів вимірювання для моніторингу параметрів режиму мережі в реальному часі.



Рисунок 1.4 – Основні заходи підвищення енергетичної ефективності в мережах

4) перемикання в схемі мережі – проведення перемикачів в електричних схемах для оптимізації розподілу енергетичних потоків, включаючи вибір оптимальних місць розмикання контурів різних рівнів напруги, що забезпечує зниження втрат;

5) регулювання напруги в центрах живлення радіальних мереж напругою 6-110 кВ – підтримка оптимального рівня напруги в центрах живлення, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії за умови дотримання допустимих відхилень напруги у споживачів;

6) оптимальне розмикання ліній напругою 6-35 кВ з двостороннім живленням – вибір точок розмикання, які забезпечують мінімальні сумарні втрати електроенергії при збереженні необхідного рівня надійності електропостачання;

7) відключення незавантажених трансформаторів – вимкнення одного з трансформаторів на підстанціях з двома або більше трансформаторами у періоди низького навантаження для зменшення втрат неробочого ходу;

8) вирівнювання навантаження між фазами у мережах 0,4 кВ – балансування фазових навантажень для зменшення нерівномірних втрат і підвищення ефективності роботи мережі;

До заходів з реконструкції електричних мереж належать:

1) укрупнення ПС і введення додаткових ліній електропередавання для розвантаження перевантажених ділянок мережі, зокрема на основі економічних критеріїв. Це включає також заміну малоавантажених трансформаторів або їх переміщення на інші ПС для оптимального використання ресурсів;

2) встановлення додаткових комутаційних апаратів, які забезпечують можливість перемикання ділянок мережі на живлення від інших ПС. Це дозволяє підвищити надійність електропостачання та зменшити втрати енергії.

3) впровадження ПКРП – включає встановлення конденсаторних установок або синхронних компенсаторів для зниження рівня реактивної потужності в мережі, оскільки цей захід забезпечує стабільнішу роботу мережі та покращує якість електроенергії для кінцевих споживачів;

4) впровадження технічних засобів регулювання потоків потужності по лініях, включаючи трансформатори з поздовжньо-поперечним регулюванням і вольтододаткові трансформатори. Це дозволяє ефективніше керувати енергопотоками та оптимізувати роботу електричної мережі;

5) заміна трансформаторів з ПБЗ на трансформатори з РПН. Трансформатори з РПН дозволяють регулювати напругу без вимкнення обладнання з мережі, що забезпечує кращу якість електроенергії та знижує втрати електроенергії. Витрати на заміну трансформаторів окупаються завдяки зниженню втрат електроенергії, особливо якщо йдеться про трансформатори зв'язку мереж різних класів напруги в замкнутій мережі або про трансформатори в центрах живлення радіальних мереж напругою 35-110 кВ.

До заходів з удосконалення системи обліку електроенергії належать:

1) впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ);

2) використання програмного забезпечення (ПЗ) для моніторингу та аналізу електроспоживання – впровадження ПЗ, яке дозволяє проводити аналіз даних споживання електроенергії, виявляти відхилення та розробляти оптимізаційні заходи;

3) заміна вимірювальних ТС і ТН на трансформатори з підвищеними класами точності та номінальними параметрами, що відповідають фактичному навантаженню, для зменшення похибок у вимірюваннях і покращення точності обліку;

4) заміна існуючих приладів обліку електроенергії на сучасні лічильники з покращеними характеристиками – використання лічильників з вищим класом точності, що сприяє більш точному контролю енергоспоживання та зменшенню втрат від недообліку;

5) встановлення лічильників електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій (головний облік) – це дозволяє більш точно контролювати та аналізувати споживання енергії на окремих ділянках мережі.

До заходів для запобігання несанкціонованого відбору електроенергії належать:

1) періодичний аудит умов роботи електролічильників – проведення регулярних перевірок роботи лічильників розрахункового обліку в споживачів з метою виявлення можливих розкрадань електроенергії;

2) установка облікових лічильників на електроопорах, зовнішніх стінах будівель – зменшує можливість несанкціонованого доступу до них, внесення змін у схему підключення і т.п.;

3) заміна неізолюваних проводів на СІП – використання СІП на вводах у приватні будинки дозволяє значно знизити можливість несанкціонованого підключення до мережі та покращити електробезпеку.

Проведений аналіз заходів показує, що ефективність роботи мережі залежить від комплексного підходу до впровадження технічних і організаційних заходів. Зокрема, оптимізація режимів роботи мережі та впровадження автоматизованих систем управління (АСКОЕ) дозволяють зменшити втрати електроенергії за рахунок більш точного контролю параметрів та оптимального управління навантаженням. Це забезпечує можливість оперативно реагувати на зміни в режимах роботи та уникати перевантажень.

Реконструкція та модернізація мереж, шляхом заміни застарілого обладнання на енергоефективні трансформатори та впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності, сприяють зниженню технічних втрат, що виникають через нагрівання проводів та неефективне регулювання напруги. Такі заходи також покращують якість електроенергії для кінцевих споживачів та підвищують стабільність постачання.

Заміна неізолюваних проводів на самоутримні ізолювані проводи (СІП) та установка лічильників на електроопорах є важливими заходами для комерційних втрат. Завдяки підвищенню безпеки та захисту облікових систем значно зменшується можливість крадіжок енергії, що позитивно впливає на загальний рівень енергетичної ефективності.

Проведений попередній аналіз показує, що на сьогодні, розроблено значну кількість заходів підвищення енергетичної ефективності в електричних мережах. Проте для їх ефективного впровадження необхідно додатково розглянути специфіку їх застосування саме в розподільних електричних мережах, враховуючи їх особливості, умови експлуатації та технічні параметри. Це дозволить адаптувати заходи до конкретних умов і забезпечити максимальний ефект від їх реалізації, що в свою чергу, приведе до покращення надійності та стабільності електропостачання, а також зниження експлуатаційних витрат для операторів системи розподілу (ОСР).

3.2 Заходи підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж

3.2.1. Режимні заходи

У розподільних електричних мережах наявна значна кількість споживачів, які отримують живлення від декількох джерел одночасно. Подібні схеми електропостачання застосовуються для споживачів, що потребують підвищеної надійності живлення (I, II категорії за надійністю електропостачання). Одним із основних способів забезпечення безперервності живлення є використання автоматичного включення резерву (АВР). У випадках, коли це доцільно, такі схеми можуть бути переведені з кільцевої конфігурації в радіально-магістральний режим роботи без втрати надійності. Система АВР при аварійних ситуаціях оперативно підключає резервне джерело живлення, чим забезпечує безперебійність електропостачання.

Розмикання розподільної мережі шляхом переходу до розімкненого режиму роботи дозволяє суттєво зменшити втрати електричної енергії. Зокрема, для розподільних мереж середньої напруги і високої (150 кВ) розімкнений режим є типовим підходом. Проте основне завдання при реалізації такого заходу полягає не лише в розмиканні мережі, а й у визначенні оптимального місця для цього розмикання.

Оптимальна точка розмикання має забезпечувати мінімальні сумарні втрати електроенергії. Зміщення точки розмикання в лініях з двостороннім живленням (6-150 кВ) спричиняє перерозподіл навантаження між ділянками лінії та між живильними підстанціями, що, у свою чергу, впливає на втрати в зовнішній мережі. Для оцінки цих втрат необхідно розрахувати режими роботи мережі за різних точок розмикання. При цьому зміни втрат електроенергії у зовнішній мережі можуть бути виражені залежністю виду [16]:

$$\Delta W_{\text{зовн}} = aS_1^2 + bS_1 + c, \quad (3.1)$$

де S – навантаження ПС;

a, b, c – коефіцієнти апроксимації, отримані з розрахунків різних режимів.

Для визначення цих коефіцієнтів проводять серію розрахунків, змінюючи навантаження на одній підстанції та відповідно коригуючи його на іншій.

Якщо розрахунок зниження втрат електроенергії від розмикання розподільної мережі проводиться без урахування економічного ефекту в зовнішній електричній мережі, то фактичне сумарне зниження втрат електроенергії приймають $\Delta W_{\Sigma} = 0,7 \Delta W_{\text{зовн}}$ [18].

У розподільних мережах також доцільно застосовувати перемикання, що дозволяють переключати живлення споживачів між різними джерелами. Наприклад, у мережах низької напруги можливі комутації, які змінюють джерело живлення споживачів між трансформаторними підстанціями. У мережах 110 (150) кВ підстанції можуть переключатися на резервні лінії або схеми мережі. Такі операції, аналогічні визначенню оптимальної точки розмикання, охоплюють більше елементів розподільної мережі та потребують детального розрахунку втрат потужності у зовнішній мережі. У цьому випадку проста регресійна залежність (3.1) втрачає точність, тому потрібно виконувати більш складні оптимізаційні розрахунки.

Ще одним важливим напрямом підвищення енергетичної ефективності є регулювання напруги, що забезпечує її допустимі відхилення у вузлах мережі відповідно до нормативів. Однак існує не один оптимальний режим регулювання напруги, а цілий діапазон допустимих режимів. Кожен із них має свої характеристики щодо рівня втрат потужності. Для вибору найкращого режиму використовують або спеціальні програмні засоби оптимізації, або аналізують можливі варіанти вручну.

Таким, чином режимні заходи, спрямовані на підвищення енергоефективності розподільної мережі, охоплюють широкий спектр технічних рішень, серед яких найефективнішими є:

- перехід до розімкненого режиму роботи мережі, що дозволяє оптимізувати розподіл навантаження між живильними підстанціями, зменшити втрати електричної енергії та забезпечити надійність електропостачання.
- оптимальне регулювання точки розмикання мережі, яке враховує перерозподіл втрат не лише в самій лінії, але й у зовнішній мережі, забезпечуючи мінімізацію сумарних втрат.
- застосування комутаційних заходів, що дозволяють гнучко змінювати схеми електропостачання, підтримуючи оптимальний режим роботи мережі в різних умовах.
- регулювання напруги, яке забезпечує допустимі відхилення напруги на споживачах та в точках обліку електроенергії, при цьому мінімізуючи втрати потужності.

Ефективність реалізації зазначених заходів значною мірою залежить від автоматизації: наявності автоматизованих систем вимірювання, телемеханіки, а також автоматизованих систем контролю та управління електроенергії (АСКУЕ). Ці технології дозволяють здійснювати точний моніторинг, своєчасно виявляти підвищені втрати електроенергії та оперативно вносити необхідні коригування в режими роботи розподільної мережі.

3.2.2. Підвищення енергоефективності трансформаторних підстанцій

Основним напрямом підвищення енергетичної ефективності трансформаторних підстанцій є впровадження комплексу заходів, які включають в себе наступне:

- оптимізацію навантаження трансформаторів;
- автоматизацію систем керування;
- заміна/встановлення енергоефективних трансформаторів.

Втрати електроенергії внаслідок неробочого ходу (НХ) у силових трансформаторах становлять значну частку від загальних втрат електроенергії в розподільних мережах. Це особливо актуально для мереж напругою 10/0,4 кВ, де переважають кабельні лінії, оскільки тут втрати НХ трансформаторів часто перевищують втрати від навантаження. У таких мережах зниження втрат НХ є одним із пріоритетних завдань.

3.3.2.1. Відключення трансформаторів у режимах низьких навантажень

Ефективним способом зменшення цих втрат є відключення трансформаторів у випадках, коли електропостачання споживачів може бути забезпечено за альтернативною схемою без значного збільшення втрат від навантаження. Наприклад, при низькому завантаженні двох паралельно працюючих трансформаторів доцільно відключити один із них. Це пояснюється тим, що втрати НХ залишаються постійними, незалежно від рівня навантаження, тоді як втрати від навантаження зменшуються зі зниженням струму.

Прийняття оптимального рішення про відключення одного з трансформаторів базується на виконанні розрахунку втрат активної потужності. Якщо на ПС встановлено два однакові трансформатори, що працюють паралельно, то загальні втрати визначаються сумою втрат НХ і втрат від навантаження для кожного трансформатора. При роботі одного трансформатора в такій схемі втрати від навантаження зростають, але втрати НХ залишаються лише для одного пристрою. Оптимальне рішення обирається шляхом порівняння цих втрат, враховуючи завантаження трансформаторів та параметри їхньої роботи.

Знайдемо оптимальну умову вмикання/вимикання трансформаторів на підстанції, щоб у них сумарні втрати потужності були мінімальними.

Зробимо наступне припущення – на ПС встановлено два трансформатори з однаковими паспортними параметрами. Тоді рівняння для визначення втрат потужності одного трансформатора матиме вигляд:

$$\Delta P_{\text{т.І}} = \Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot k_3^2, \quad (3.2)$$

де $\Delta P_{\text{н.х}}$ – паспортні втрати неробочого ходу, кВт;

$\Delta P_{\text{к.з.}}$ – паспортні втрати неробочого ходу, кВт;

k_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора.

При роботі двох трансформаторів сумарні втрати в них складуть:

$$\Delta P_{\text{т.ІІ}} = 2\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{k_3}{2}\right)^2 = 2\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.з.}} \frac{k_3^2}{4} \quad (3.3)$$

Критерій перемикавання трансформаторів:

$$\Delta P_{\text{т.І}} \leq \Delta P_{\text{т.ІІ}}, \quad (3.4)$$

Підставивши в (3.4) вирази (3.2) і (3.3) отримаємо:

$$\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot k_3^2 \leq 2\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.з.}} \frac{k_3^2}{4}, \quad (3.5)$$

Спростимо нерівність (3.4):

$$\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot k_3^2 - \Delta P_{\text{к.з.}} \frac{k_3^2}{4} \leq 2\Delta P_{\text{н.х}} - \Delta P_{\text{н.х}}; \quad (3.6)$$

$$\Delta P_{\text{к.3}} \frac{3k_3^2}{4} \leq \Delta P_{\text{н.х}}, \quad (3.7)$$

Отриману нерівність розв'яжемо відносно k_3 :

$$k_3^2 \leq \frac{4\Delta P_{\text{н.х}}}{3\Delta P_{\text{к.3}}}, \quad (3.8)$$

Отже, отримаємо умову перемикання:

$$k_3 \leq \sqrt{\frac{4\Delta P_{\text{н.х}}}{3\Delta P_{\text{к.3}}}}. \quad (3.8)$$

Визначимо k_3 при якому необхідно виконувати перемикня на ПС 10/0,4 кВ де встановлено:

- а) два трансформатори ТМ-1000 (до 2015 р.);
- б) два енергоефективні трансформатори ТМГ-1000 (tier 2).

Каталожні дані трансформаторів типу ТМГ приведені в табл. 3.1.

Оптимальні коефіцієнти завантаження, при яких доцільно вмикати або вимикати трансформатори, становлять:

– для трансформатора ТМГ-1000/10/0,4 (випуск до 2015 р.):

$$k_3 = \sqrt{\frac{4\Delta P_{\text{н.х}}}{3\Delta P_{\text{к.3}}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,8}{3 \cdot 10,8}} = 0,471\%;$$

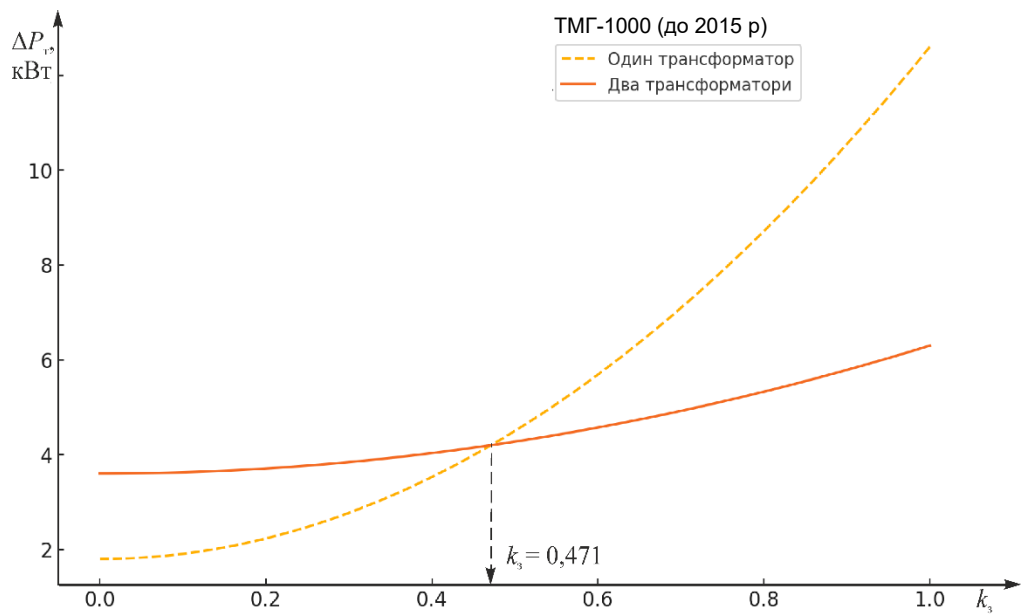
– для трансформатора ТМГ-1000/10/0,4 (tier 2):

$$k_3 = \sqrt{\frac{4\Delta P_{\text{н.х}}}{3\Delta P_{\text{к.3}}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,8}{3 \cdot 10,8}} = 0,335\%.$$

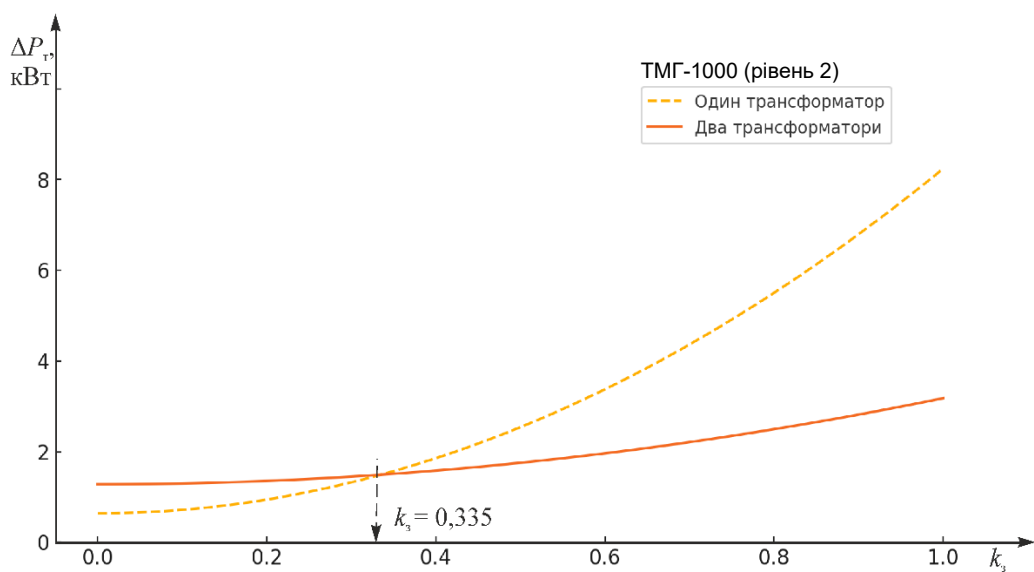
Таблиця 3.1 – Каталожні дані оливних трансформаторів

Марка	$\Delta p_{н.х.}$, кВт	$\Delta p_{к.з.}$, кВт	K , грн.
ТМ-1000 (до 2015 р.)	1,8	10,8	510 000
ТМГ-1000 (Рівень 1)	0,77	10,5	792 432
ТМГ-1000 (Рівень 2)	0,693	7,6	1 159 600

Для пар трансформаторів, що розглядаються були побудовані залежності втрат трансформаторів від коефіцієнта завантаження (рис. 3.2).



а)



б)

Рисунок 3.2 – Залежності $\Delta W = f(k_3)$:

а) ТМГ-1000/10/0,4 (до 2015 р.); б) трансформатора ТМГ-1000/10/0,4 (tier 2)

Втрати неробочого ходу трансформатора – це постійні втрати, що не залежать від навантаження, Вони мають найбільший вплив при низьких рівнях завантаження. Навантажувальні втрати, навпаки, зростають із квадратом коефіцієнта завантаження, тому вони починають переважати при високому рівні завантаження (рис. 3.2). Ця залежність пояснює поведінку кривих втрат для одного та двох трансформаторів.

Аналіз отриманих кривих $\Delta W = f(k_3)$ показує, що для трансформаторів із високими втратами неробочого ходу вигідніше вмикати другий трансформатор при вищих рівнях навантаження. Це пов'язано з тим, що значні постійні втрати неробочого ходу роблять режим роботи одного трансформатора більш енергоефективним за низьких і середніх навантажень. Натомість для трансформаторів із меншими втратами неробочого ходу оптимальний перехід на два трансформатори можливий уже при середніх значеннях коефіцієнта завантаження.

Графіки також показують, що криві $\Delta W = f(k_3)$ для нових моделей трансформаторів виявляються більш пологими, ніж для старих. Це пояснюється зниженням втрат неробочого ходу в нових моделях трансформаторів, що дозволяє ефективніше розподіляти навантаження між двома трансформаторами.

Таким чином, співвідношення між складовими втрат потужності – втратами неробочого ходу та втратами короткого замикання – є ключовим фактором для визначення оптимального режиму роботи трансформаторів. Трансформатори з низькими втратами $\Delta P_{н.х}$ демонструють кращу енергоефективність на середніх навантаженнях, що є важливим критерієм при виборі обладнання для модернізації електромереж.

3.2.2.2. Застосування енергоефективних трансформаторів

Застосування сучасних трансформаторів зі зниженими втратами неробочого ходу, дозволяє значно підвищити енергетичну ефективність та підвищити економічну ефективність експлуатації підстанцій.

У трансформаторів, що відповідають нормам екодизайну підвищення енергоефективності досягається шляхом використання матеріалів з покращеними магнітними властивостями та/або збільшенням маси ключових компонентів. Це призводить до збільшення їх кінцевої вартості, що відображається на зростанні цін на стандартний асортимент продукції. У ЄС встановлені обов'язкові стандарти для енергоефективності трансформаторів, включаючи постанови Tier 1 та Tier 2, спрямовані на зниження втрат енергії.

Директива ЄС з екодизайну для трансформаторів набула чинності у липні 2015 року (Tier 1). Вона вимагає від усіх трансформаторів, що є на ринку, відповідати новим специфікаціям їх конструктивного виконання, які обмежують втрати трансформаторів до певного рівні. Директива була розроблена, з метою закінчення випуску не енергоефективних моделей трансформаторів [17].

Згідно з нормами ЄС щодо екодизайну, постанова Tier 2 для рівня втрат трансформаторів набули чинності з 1.07.21 р., замінивши попередній рівень Tier 1. Специфікації Tier 2 спрямовані на зменшення втрат енергії на 10% порівняно з рівнями Tier 1. Аналогічний Технічний регламент щодо вимог до екодизайну силових трансформаторів був затверджений постановою КМУ №152 від 27.02.2017 р. З однієї сторони в Україні діє постанова, що зобов'язує встановлювати трансформатори, які відповідають вимогам екодизайну, а з іншої – на українському ринку існує можливість вибору між звичайними трансформаторами та енергоефективними моделями. Таким чином, важливо враховувати не лише вартість трансформатора, а й економічну доцільність його встановлення з урахуванням витрат на енергію протягом усього життєвого циклу.

Проведемо оціночний розрахунок вартості втрат у оливних трансформаторах з номінальною потужністю 1000 кВ·А, виготовлених за різними стандартами (табл. 3.1). При цьому припускається, що вартість електроенергії впродовж усього строку служби та втрати неробочого ходу внаслідок старіння магнітопроводів залишаються незмінними [6].

Втрати енергії в трансформаторі за 1 рік:

$$\Delta W_{\text{т.річ}} = (\Delta p_{\text{н.х}} T_p + \tau \Delta p_{\text{к.з}} k_z^2) n_p, \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (3.9)$$

де $\Delta p_{\text{н.х}}$ $\Delta p_{\text{к.з}}$ – втрати, відповідно, неробочого ходу та короткого замикання трансформатора;

T_p – час підключення трансформатора до мережі за рік, приймаємо 8760 год;

τ – час максимальних втрат, приймаємо 3500 год;

k_z – коефіцієнт завантаження трансформатора;

n_p – кількість років роботи трансформатора.

Вартість втрат електричної енергії в трансформаторі:

$$B = c_0 \Delta W_{\text{т}}, \text{ тис. грн.} \quad (3.10)$$

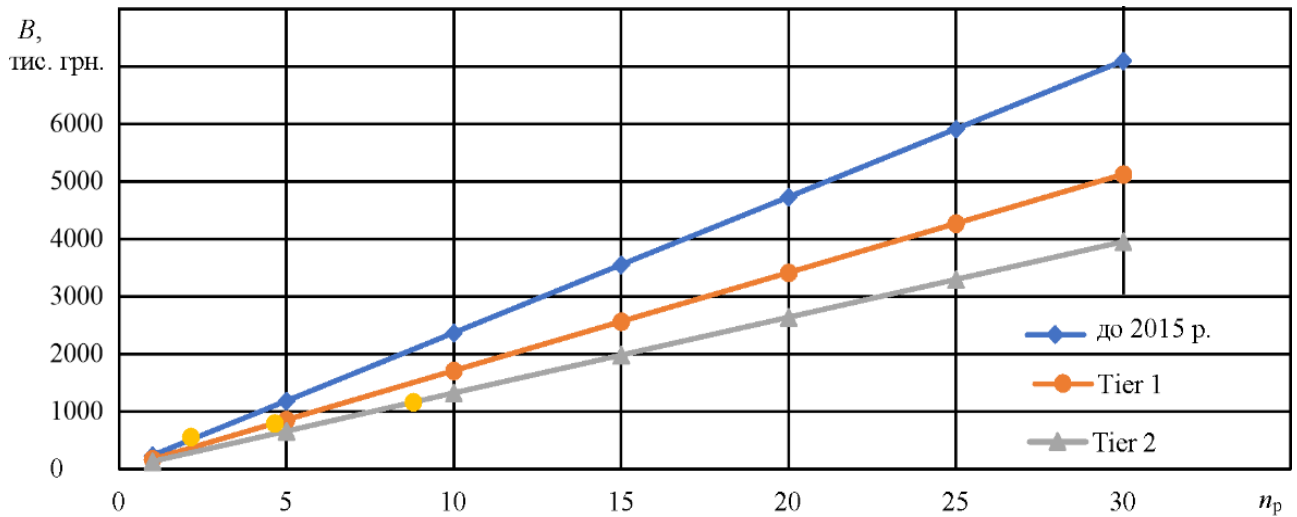
де c_0 – вартість 1 кВт·год електричної енергії, приймаємо 6,9 грн.

Сумарна вартість втрат і трансформатора:

$$B_{\Sigma} = B + K, \text{ тис. грн.} \quad (3.11)$$

де K – вартість трансформатора, грн.

На основі вихідних даних і виразів (3.9)-(3.11) були розраховані річні втрати енергії (табл. 3.2) і річні залежності вартості втрат у трансформаторах від часу їх експлуатації (рис. 3.3) [7]. Аналіз графіків показує, що за строк служби 30 років вартість втрат значно перевищує вартість всіх трансформаторів. Зокрема, цей момент настає для першого з трансформатора через 2,15 року експлуатації, для другого – через 4,65 року, а для третього – через 8,8 року. Сумарна вартість втрат і трансформатора впродовж всього строку служби склала: для ТМГ-1000 (Рівень 2) – 5,1 млн. грн., для ТМГ-1000 (Рівень 1) – 5,9 млн. грн., для ТМ-1000 (до 2015 р.) – 7,15 млн. грн.

Рисунок 3.3 – Залежності, $B = f(n_p)$

Отримані результати підтверджують економічну доцільність використання сучасних трансформаторів зі зниженими рівнями втрат для довгострокового зменшення витрат, пов'язаних із їх експлуатацією. Так, використання трансформаторів ТМГ-1000 (Рівень 2) дозволяє скоротити загальні витрати на 2 млн. грн., що пов'язані з експлуатацією, у порівнянні з ТМ-1000 (до 2015 р.).

Оцінимо зміну енергетичної ефективності в результаті заміни трансформатора ТМ-1000 (до 2015 р.) на більш сучасний трансформатор ТМГ-1000 (Рівень 1) або ТМГ-1000 (Рівень 2). У якості критерія оцінювання енергетичної ефективності силового трансформатора використаємо інтегральний показник – коефіцієнт корисної дії:

$$\eta_i = \left(1 - \frac{k_3^2 \cdot \Delta P_{\text{к.з.}i} + \Delta P_{\text{н.х.}i}}{k_3^2 \cdot S_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi + k_3^2 \cdot \Delta P_{\text{к.з.}i} + \Delta P_{\text{н.х.}i}} \right), \quad (3.12)$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності;

i – номер варіанту трансформатора.

Зміна енергоефективності при заміні застарілого трансформатора

$$\delta \eta_i = \eta_{i+1} - \eta_i. \quad (3.13)$$

Результати розрахунку за (3.12), (3.13) для типових значень $\cos\varphi = 0,8$ та $k_3 = 0,7$ трансформаторів двотрансформаторних ПС занесені в табл. 3.2

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку зміни енергетичної ефективності

Марка	$\Delta W_{\text{річн}},$ кВт·год	$\delta W,$ кВт·год	$\eta_i, \%$	$\delta\eta_i, \%$
ТМ-1000 (до 2015 р.)	34 290,0	—	98,401	—
ТМГ-1000 (Рівень 1)	24 752,7	9537,3	98,514	0,113
ТМГ-1000 (Рівень 2)	19 104,7	15185,3	98,886	0,485

На збільшення енергетичної ефективності трансформаторів впливають не лише зниження втрат $\Delta P_{\text{н.х}}$ і $\Delta P_{\text{к.з}}$, а й k_3 та $\cos\varphi$. При мінімальних значеннях k_3 , підвищення енергоефективності буде максимальним, оскільки внесок втрат $\Delta P_{\text{н.х}}$ у сумарні втрати є домінуючим. Це пояснюється тим, що $\Delta P_{\text{н.х}}$ залишається постійним незалежно від завантаження. Що стосується $\cos\varphi$, то його підвищення призводить до зменшення ефекту від зниження втрат у трансформаторі.

Отже, проведені розрахунки доводять важливість модернізації обладнання для підвищення енергоефективності розподільних мереж.

3.2.2.3. Відключення трансформаторів на ПС зі сезонним навантаженням

Додатковим способом зменшення втрат неробочого ходу є відключення трансформаторів, які обслуговують споживачів із сезонним характером навантаження. До таких споживачів належать токи, що функціонують лише влітку, бази відпочинку, дачні кооперативи тощо. Цей підхід дозволяє максимально зменшити витрати електроенергії в період, коли об'єкти не використовуються.

Оцінка ефективності такого заходу є відносно простою та базується на розрахунку кількості електроенергії, яку трансформатор споживав би за період відключення, з урахуванням втрат у живлячій лінії. Однак, якщо лінія використовується лише для роботи трансформатора, втрати від струму неробочого ходу в ній будуть є незначними й ними можливо знехтувати. Однак

у випадках, коли по цій лінії також живляться інші споживачі, втрати можуть бути співмірними з втратами самого трансформатора.

Важливим фактором є те, що при включеному трансформаторі по живлячій лінії передаються не лише активні, але й реактивні потужності, пов'язані з втратами неробочого ходу. Тому для більш точного розрахунку необхідно враховувати як величину реактивної потужності трансформатора, так і характеристики лінії. Крім того, слід зважати на ймовірний вплив відключення трансформатора на якість електропостачання інших споживачів, що підключені до тієї ж лінії.

Зниження втрат електроенергії від проведення цього заходу [18]:

$$\delta W = 0,004 S \cdot T_v, \quad (3.14)$$

де $S_{\text{т.ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

T_v – час відключення трансформатора, год.

Таким чином, відключення трансформаторів у періоди відсутності навантаження це простий і ефективний методом зниження втрат, особливо для об'єктів із сезонним характером споживання. Однак його ефективність визначається конфігурацією розподільної мережі та характеру підключених споживачів, що потребує комплексного аналізу кожного конкретного випадку.

3.2.3. Підвищення енергоефективності мережі на базі АСКОЕ

В умовах сьогодення питання ефективного використання енергоресурсів набуває особливої актуальності. Важливим технологічним рішенням для підвищення енергоефективності розподільних мереж стає впровадження автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ). Ці системи дозволяють досягти кількох ключових цілей, зокрема, знизити енергетичні втрати, забезпечити раціональне споживання електроенергії та покращити процес управління енергоресурсами. У результаті це призводить до загального підвищення ефективності розподільних мереж.

За своїм функціональним призначенням АСКОЕ розділяють на два типи:

- системи для комерційного обліку;
- системи технічного (контрольного) обліку електроенергії.

Системи комерційного обліку забезпечують точне вимірювання спожитої електроенергії, що є основою для проведення фінансових розрахунків. Такі системи створюють підґрунтя для прозорих відносин між постачальниками електроенергії та її споживачами.

Системи технічного обліку зосереджені на відстеженні та дослідженні процесів енергорозподілу в мережі, здійснюючи контроль за рівнем споживання електроенергії різними елементами системи.

Впровадження АСКОЕ забезпечує можливість швидкого виявлення та корегування нераціональних режимів енергоспоживання завдяки ефективній обробці інформації. Система збирає та аналізує детальні дані про енергоспоживання, включаючи показники потужності, особливості роботи електроприймачів та інші важливі параметри електромережі. На основі комплексного аналізу отриманої інформації можна визначати неефективні ділянки, впроваджувати інноваційні підходи до управління та досягати суттєвої економії електроенергії, що в кінцевому результаті забезпечує зростання енергоефективності всієї розподільної мережі.

Інтеграція функцій технічного та комерційного обліку в єдину систему АСКОЕ створює передумови для переходу на оплату за диференційованими тарифами. Такий підхід мотивує споживачів оптимізувати свій графік енергоспоживання впродовж доби, що призводить до зниження загальних втрат електроенергії та підвищення надійності функціонування всієї електромережі.

Рациональне розміщення вимірювальних приладів передбачає встановлення стаціонарних лічильників електроенергії в місцях з найбільшим енергоспоживанням, тоді як для моніторингу менших споживачів застосовуються переносні засоби обліку. Така комбінована стратегія забезпечує комплексне та економічно обґрунтоване управління споживанням електроенергії.

Впровадження АСКОЕ дозволяє ефективно вирішити ключове завдання в управлінні електрогосподарством – забезпечення оперативного збору та аналізу даних з усіх вимірювальних приладів. Така автоматизація суттєво полегшує моніторинг енергоспоживання, сприяє вдосконаленню механізмів регулювання енергетичних процесів та забезпечує планомірний розвиток енергетичної системи.

Отже, впровадження АСКОЕ є вагомим кроком у напрямку підвищення енергоефективності розподільної мережі. Ці системи дозволяють мінімізувати втрати енергії, оптимізувати режими споживання, запроваджувати сучасні методи управління ресурсами та створюють міцний фундамент для раціонального використання енергії в умовах сучасної промисловості.

3.4 Рекомендації щодо підвищення енергоефективності розподільних мереж

На основі аналізу сучасних методів управління, оцінки втрат та заходів з модернізації мережі були сформульовані організаційні та технічні рекомендації, що спрямовані на підвищення енергетичної ефективності розподільних мереж. Головними з яких є наступні:

1. Навчання електротехнічного персоналу:

- забезпечувати підвищення кваліфікації оперативного, ремонтного та оперативно-ремонтного персоналу шляхом проведення тренінгів, семінарів і курсів щодо з наголосом на сучасні підходи до управління мережами та застосування енергоефективних рішень;
- інформувати споживачів про способи електроенергії, переваги впровадження диференційованих тарифів і залучати їх до участі у програмах енергоефективності.

2. Аналіз та діагностика стану мереж:

- регулярно проводити моніторинг технічного стану елементів розподільної мережі для своєчасного виявлення зношених та ушкоджених її елементів;

- застосовувати сучасні засоби діагностики, такі як БПЛА з необхідним діагностичним обладнанням.

3. Застосування режимних заходів:

- здійснювати регулювання напруги в межах, з метою мінімізації втрат у лініях електропередачі;
- виконувати балансування фаз мережі 0,4 кВ для зменшення струмів у нейтральному проводі;
- відключати трансформатори у періоди низьких навантажень, зі збереженням надійності електропостачання;
- оптимізувати роботу трансформаторів на підстанціях до яких підключені споживачі, що мають сезонний характер навантаження.

4. Встановлення енергоефективного обладнання:

- замінювати старі силові трансформатори на сучасні енергоефективні з зниженими втратами потужності неробочого ходу та короткого замикання;
- збільшувати переріз перевантажених проводів і струмопровідних жил ліній.

5. Впровадження АСКОЕ

- інтегрувати автоматизовані системи контролю та обліку електроенергії для забезпечення детального моніторингу споживання енергії;
- заохочувати споживачів електроенергії до переходу на диференційовані тарифи для стимулювання оптимального розподілу навантаження впродовж доби.

6. Реконструкція та модернізація мереж:

- виконувати оптимізацію топології розподільної мережі, шляхом скорочення довжини ліній і зменшення кількості вузлів із високими втратами;
- здійснювати модернізацію та заміну старих компонентів розподільної мережі для покращення загальної ефективності системи.

Зазначені рекомендації є основою для зниження втрат електроенергії та створення умов для підвищення енергоефективності розподільних мереж, забезпечуючи раціональне використання ресурсів та стабільність електропостачання.

3.5 Висновки

1. Обґрунтовано, що підвищення енергетичної ефективності електричних мереж досягається шляхом реалізації комплексу технічних і організаційних заходів, таких як оптимізація режимів роботи, модернізація обладнання, впровадження автоматизованих систем обліку та управління, заміна застарілих трансформаторів на енергоефективні, використання компенсаторів реактивної потужності, ізолюваних проводів і встановлення захищених лічильників.

2. Встановлено, що режимні заходи підвищення енергоефективності зношених розподільних мереж включають перехід до розімкненого режиму роботи, оптимальне регулювання точки розмикання, комутаційні дії для зміни схем живлення та регулювання напруги. Показано, що ефективність цих заходів залежить від автоматизації, зокрема використання АСКОЕ, що дозволяє зменшити втрати електроенергії та забезпечити надійність мережі.

3. Встановлено, що енергоефективні трансформатори, хоча і мають підвищену початкову вартість, однак впродовж усього строку служби демонструють значні економічні переваги завдяки зниженню втрат електроенергії. Їх застосування дозволяє зменшити загальні витрати на експлуатацію ТП, що робить їх використання не лише економічно доцільним, але й важливим з точки зору підвищення надійності та сталості енергопостачання.

4. На основі проведеного аналізу сучасних методів управління, оцінки втрат та заходів з модернізації розподільної мережі, сформульовано організаційні та технічні рекомендації, спрямовані на підвищення енергетичної ефективності розподільних електричних мереж.

РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Організація охорони праці на підприємстві

Однією з головних цілей управління охороною праці (УОП) на промисловому підприємстві є забезпечення безпеки, збереження здоров'я та працездатності робітників під час виконання трудових обов'язків. Виконання цього досягається шляхом реалізації комплексу взаємопов'язаних заходів, які здійснює суб'єкт управління на об'єкт управління [19].

До суб'єктів Державного управління охороною праці відносяться:

- Кабінет Міністрів України;
- Державний комітет України з нагляду за охороною праці;
- Центральні органи виконавчої влади (міністерства та ін.);
- Місцеві державні адміністрації та Місцеві ради.

Усі ланки діяльності в системі управління охороною праці функціонують відповідно до повноважень, що визначені Законом України «Про охорону праці» [20]. Впровадження цієї системи забезпечує комплекс заходів, що спрямовані на усунення впливу небезпечних і шкідливих виробничих факторів, джерел первинної небезпеки, застосування засобів підвищення технічної безпеки, створення надійних санітарно-гігієнічних умов праці. Система управління охороною праці встановлює конкретні показники діяльності виробничих підрозділів для забезпечення безпечних умов праці.

Власник підприємства зобов'язаний забезпечити в кожному структурному підрозділі та на кожному робочому місці:

- умови праці, що відповідають вимогам нормативних актів з охорони праці;
- дотримання прав працівників, що гарантовані законодавством про охорону праці.

Задля цього власник організовує роботу системи ОУП, а саме [19]:

- формує відповідні служби та призначає посадовців, які відповідають за вирішення конкретних питань з охорони праці, затверджує їх посадові інструкції;
- розробляє та впроваджує спільно з профспілками комплексні заходи для досягнення встановлених стандартів з охорони праці, також впроваджує сучасні технології та передовий досвід;
- створює умови для усунення факторів, що призводять до нещасних випадків і професійних захворювань, а також реалізації профілактичних заходів, що визначені комісіями за результатами розслідувань цих причин;
- проводить атестацію робочих місць на відповідність нормативним актам з охорони праці та вживає заходи для усунення небезпечних і шкідливих виробничих факторів за результатами атестації;
- розробляє і затверджує внутрішні положення та інструкції з охорони праці, які встановлюють правила виконання робіт і поведінки працівників на підприємстві відповідно до державних нормативних актів;
- здійснює постійний контроль за виконанням робіт згідно з вимогами охорони праці.

Якщо в нормативних актах з охорони праці відсутні вимоги, необхідні для забезпечення безпечних та нешкідливих умов для виконання певних видів робіт, власник зобов'язаний, погодити з органами держнагляду та вжити заходів для забезпечення безпеки працівників.

При виникненні на підприємстві надзвичайних ситуацій або нещасних випадків, власник повинен негайно вжити заходів для надання допомоги постраждалим.

На рівні підприємства повинні бути намічені та встановлені тактичні цілі, такі як формування складу та структури підрозділів, визначення методів взаємодії, аналіз рівня безпеки праці та стимулювання.

На рівні структурних підрозділів встановлюються оперативні цілі: послідовність виконання окремих функцій та інші подібні завдання.

Основні завдання УОП на різних організаційних рівнях передбачають комплексну систему взаємопов'язаних дій, спрямованих на:

- попередження виробничого травматизму;
- профілактиці професійним захворюванням.

Реалізація завдань з управління охороною праці потребує скоординованої взаємодії всіх структурних підрозділів, служб та фахівців, призначених керівництвом підприємства.

4.2 Технічні засоби безпеки аварійного режиму промислового електрообладнання

Захисне заземлення – це навмисне електричне з'єднання металевих неструмопровідних частин технологічного обладнання із землею з метою досягнення безпеки виробничого персоналу в разі пошкодження ізоляції. Його принцип дії базується на зниженні до безпечних рівнів напруги дотику та крокової напруги, що виникають під час замикання фази на корпус обладнання. Такий захист реалізується за рахунок зменшення потенціалу заземленого обладнання та вирівнювання потенціалу між заземленим обладнанням і поверхнею, на якій може знаходитися персонал.

Захисне заземлення використовується в мережах з ізольованою нейтраллю до 1000 В і мережах понад 1000 В, що працюють із будь-яким режимом нейтралі.

Головними елементами заземлення є:

- заземлюючий пристрій – комплекс електрично з'єднаних провідників і заземлювача;
- заземлюючий провідник – з'єднує металеві не струмопровідні частини технологічного обладнання із заземлювачем;
- заземлювач – комплекс провідників, що безпосередньо контактують із ґрунтом.

Заземлювачі поділяють на два типи: штучні та природні.

Штучні заземлювачі створюються з вертикальних і горизонтальних електродів (виготовлених зі сталевих стрижнів, труб, кутиків, листів), які з'єднуються між собою смуговою сталлю перерізом не менше 4×12 мм. З'єднання між горизонтальними та вертикальними заземлювачами виконується зварюванням, а приєднання до корпусів обладнання – за допомогою болтів.

Природними заземлювачами можуть служити металеві конструкції, які мають надійний контакт із ґрунтом, такі як: арматура залізобетонних конструкцій, трубопроводи для негорючих рідин і газів, металеві оболонки кабелів (крім алюмінієвих) та обсадні труби.

2. Занулення – це навмисне електричне з'єднання металевих неструмопровідних частин із нульовим захисним провідником, на яких у разі пошкодження ізоляції обладнання може виникнути напруга.

Нульовий захисний провідник – це провідник, що з'єднує корпус технологічного обладнання із глухозаземленою нейтраллю. У разі пробоя ізоляції на корпус це з'єднання створює КЗ між фазним і нульовим провідниками. Струм КЗ забезпечує спрацювання захисту, який автоматично вимикає пошкоджене обладнання.

Принцип дії занулення полягає в перетворенні замикання на корпус в однофазне коротке замикання, з метою збільшення струму до величини достатньої для надійного спрацювання захисту та автоматичного відключення дефектного обладнання від мережі. Одночасно знижується напруга корпусу відносно землі, що усуває ризик ураження струмом.

Цю систему застосовують у трифазних чотирипровідних мережах напругою до 1000 В, що мають глухозаземлену нейтраль.

3. Захисне відключення – це швидкодіючий захист, який автоматично відключає електроустановку в разі виникнення небезпеки ураження виробничого персоналу електричним струмом.

Пристрої захисного відключення можуть реагувати на різні електричні параметри, наприклад, напругу на корпусі обладнання відносно землі

(диференційні реле) або струм замикання на землю. Час їх спрацьовування не повинен перевищувати 0,2 секунди.

4. Електричні захисні засоби – це пристосування та обладнання, призначені для захисту персоналу, який працює в електроустановках, від ураження електричним струмом, впливу електричної дуги, електромагнітного поля, продуктів горіння, падіння з висоти тощо.

Всі захисні засоби умовно поділяються на три групи: ізолюючі, огорожуючі та запобіжні.

Ізолюючі захисні засоби забезпечують ізоляцію людини від струмовідних або заземлених частин обладнання, а також від землі. До них належать:

- діелектричні рукавички, калоші, боти, килимки;
- ізолюючі сходи, підставки, ковпаки;
- ізолюючі штанги, електричні кліщі;
- монтажний інструмент із ізольованими рукоятками;
- покажчики напруги.

Огорожуючі захисні засоби запобігають випадковому дотику до струмовідних частин або наближенню до них на небезпечну відстань, а також захищають від помилкових дій із комутаційними апаратами. До них належать:

- переносні щити, клітки, бар'єри;
- переносні заземлення;
- попереджувальні плакати;
- замки на приводах комутаційних апаратів.

Запобіжні захисні засоби забезпечують індивідуальний захист електротехнічного персоналу від світлового, теплового, механічного впливу, продуктів горіння, електричного поля та падіння з висоти. Сюди входять:

- захисні окуляри, каски, протигази;
- вогнетривкі рукавиці;
- спеціальні монтерські пояси та кігті, канати;
- екрануючі пристрої.

4.3 Розрахунок заземлювального пристрою трансформаторної підстанції

Розглянемо розрахунок заземлювального пристрою для підстанції 150/35/10 кВ. Контур заземлення виконується квадратним з розміром сторони 100 метрів і монтується по периметру підстанції. У якості вертикальних заземлювачів використовуються рівнополічні кутики №50 довжиною 2,5 метра, заглиблені на 0,7 метра нижче рівня ґрунту. Вертикальні заземлювачі з'єднуються між собою сталевую смугою перерізом 40×5 мм.

Згідно з [21], опір заземлювального пристрою для вищої напруги ПС 150 кВ повинен бути не більше 0,5 Ом.

Для рівнів напруги 10 кВ і 35 кВ маємо:

$$R_3 \leq \frac{U_p}{I_3} = \frac{125}{22,7} = 5,5 \text{ Ом},$$

де $U_p = 125 \text{ В}$, оскільки контур заземлення використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В і вище;

I_3 – максимальний струм, що протікає через контур заземлення під час замикання на землю на стороні нижчої напруги 10 кВ:

$$I_3 = \frac{U \cdot (35 \cdot l_{\text{кл}} + l_{\text{пл}})}{350} = \frac{10 \cdot (35 \cdot 22,3 + 15)}{350} = 22,7 \text{ А},$$

де $l_{\text{кл}}$ – сумарна довжина кабельних ліній, що приєднані до ПС, км;

$l_{\text{пл}}$ – сумарна довжина повітряних ліній, що приєднані до ПС, км.

Отже, в якості розрахункового приймається найменший опір $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$.

Оскільки підстанція отримує живлення від повітряної лінії 150 кВ, опір штучного заземлювача розраховується з урахуванням використання системи "троси-опори" і становить 1,1 Ом.

Розрахункові значення питомого опору ґрунту для вертикальних і горизонтальних заземлювачів:

$$\rho_{p.г} = \rho_{п} \cdot K_{п.г} = 110 \cdot 3,8 = 418 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{p.в} = \rho_{п} \cdot K_{п.в} = 350 \cdot 1,5 = 525 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

де $\rho_{п}$ – питомий опір ґрунту, Ом·м;

$K_{п.г}$, $K_{п.в}$ – коефіцієнти підвищення, відповідно, для горизонтальних та вертикальних заземлювачів.

Еквівалентний питомий опір двошарового ґрунту для вертикального стрижневого заземлювача складе:

$$\rho_{p.в.е} = \frac{l_{в}}{\frac{\Delta l_1}{\rho_{p.г}} + \frac{\Delta l_2}{\rho_{p.в}}} = \frac{2,5}{\frac{0,5}{350} + \frac{2}{110}} = 127,48 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір розтіканню одного вертикального заземлювача визначається за формулою:

$$\begin{aligned} R_{o.в.е} &= \frac{\rho_{p.в}}{2 \cdot \pi \cdot l_{в}} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot l_{в}}{d_{е}} + 0,5 \ln \frac{4t + l_{в}}{4t - l_{в}} \right] = \\ &= \frac{127,48}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,0475} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right] = 40,51 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

де $d_{е}$ – еквівалентний діаметр кутика:

$$d_{е} = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м},$$

b – ширина сторін рівнополичного кутика, м;

t – відстань від поверхні ґрунту до середини заземлювача:

$$t = h + 0,5 \cdot l = 0,7 + 0,5 \cdot 2,5 = 1,95 \text{ м.}$$

Орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів розраховуємо за попередньо прийнятого коефіцієнту використання $K_{i.B} = 0,51$ (що відповідає співвідношенню відстані між заземлювачами до їхньої довжини, рівному 2)

$$N_B = \frac{R_{o.B.e}}{K_{i.B} \cdot R_i} = \frac{40,51}{0,51 \cdot 0,917} = 86,6 \approx 86 \text{ шт.}$$

Розрахунковий опір розтіканню горизонтальних заземлювачів за попередньо прийнятого коефіцієнту використання $K_{i.G} = 0,25$:

$$R_{Г.е} = \frac{1}{K_{i.G}} \cdot \frac{\rho_{p.G}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Sigma}} \cdot \ln \frac{2l_{\Sigma}^2}{2d \cdot h} = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{418}{2 \cdot 3,14 \cdot 400} \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot 400^2}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} \right] = 12,2 \text{ Ом.}$$

де l_{Σ} – сумарна довжина горизонтальних заземлювачів

$$l_{\Sigma} = 2(a + b) = 2(100 + 100) = 400 \text{ м.}$$

Уточнене значення необхідного опору вертикальних заземлювачів:

$$R_B = \frac{R_{Г} \cdot R_i}{R_{Г} - R_i} = \frac{12,2 \cdot 0,92}{12,2 - 0,92} = 0,991 \text{ Ом.}$$

Кількість вертикальних заземлювачів при $K_{i.B.e} = 0,51$:

$$N_B = \frac{R_B}{K_{i.B.e} \cdot R_B} = \frac{40,51}{0,51 \cdot 0,991} = 80 \text{ шт.}$$

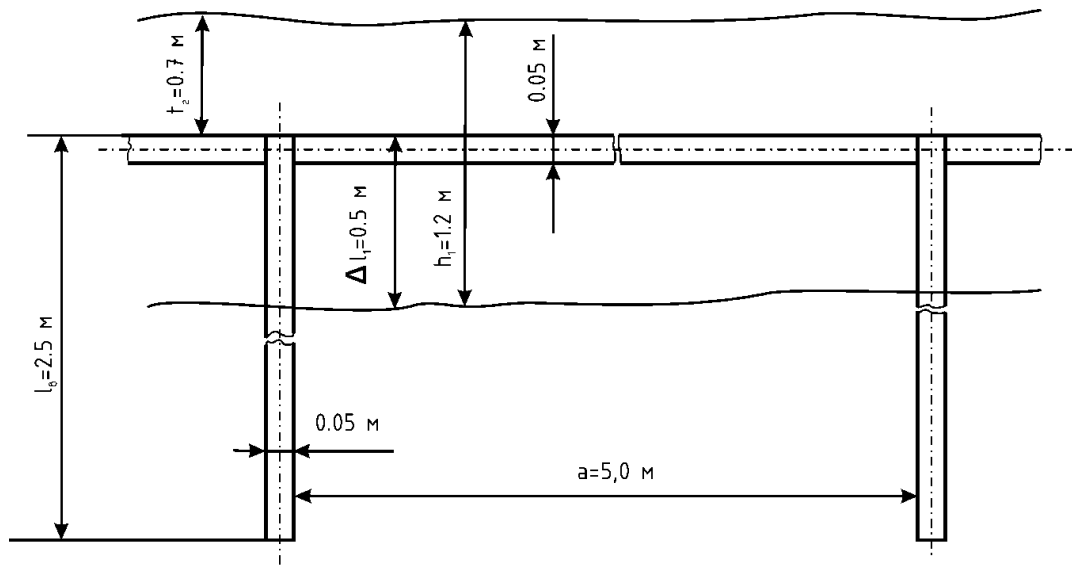


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема заземлюючого пристрою

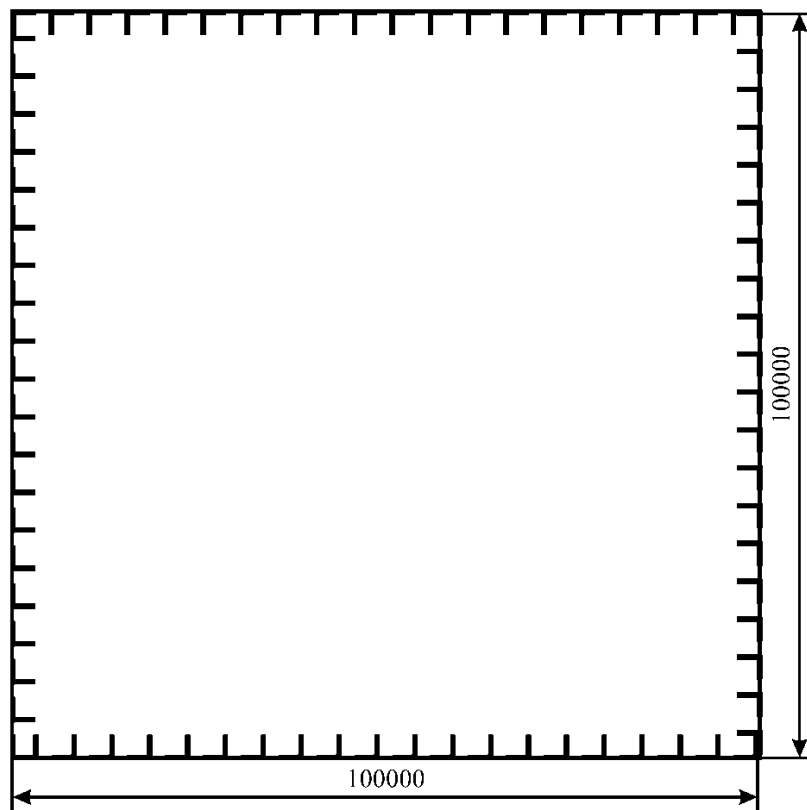


Рисунок 4.2 – План контуру заземлення (кутики показані умовно)

Для забезпечення виконання умови $l_{\Sigma}/a = \text{const}$ остаточно приймаємо до встановлення 80 вертикальних заземлювачів.

Отже, опір вертикальних заземлювачів складе:

$$R_B = \frac{R_{B.0}}{K_{i.B} \cdot N_B} = \frac{40,51}{0,51 \cdot 80} = 0,993 \text{ Ом.}$$

Кінцевий опір заземлювального пристрою ПС

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_B} + \frac{1}{R_r} + \frac{1}{R_{\Pi}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,993} + \frac{1}{12,2} + \frac{1}{1,1}} = 0,50 \text{ Ом.}$$

Перевірка правильності розрахунку

$$0,50 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

На території ПС додатково до основного контуру заземлення встановлюється сітка з поздовжніх смуг, розташованих на відстані 0,8-1,0 м від обладнання, з поперечними з'єднаннями через кожні 6 м. Для вирівнювання потенціалів у місцях входів, в'їздів і по краях контуру прокладаються заглиблені смуги. Ці додаткові горизонтальні електроди, не враховані в основному розрахунку, але вони зменшують загальний опір заземлюючого пристрою, забезпечуючи додатковий запас надійності.

4.4 Висновки

1. Встановлено, що ефективна організація охорони праці на підприємстві забезпечується впровадженням системи управління охороною праці, яка включає реалізацію комплексних заходів, спрямованих на мінімізацію впливу небезпечних факторів, попередження травматизму, профілактику професійних захворювань та створення безпечних і комфортних умов праці для всіх працівників.

2. Встановлено, що технічні засоби безпеки аварійного режиму промислового електрообладнання забезпечують комплексний захист виробничого персоналу від ураження електричним струмом, впливу електричної дуги, механічних факторів та інших небезпечних умов, а до основних заходів відноситься заземлення, занулення, захисне відключення та використання електричних захисних засобів.

3. Розраховано, що для забезпечення нормативного опору заземлювального пристрою підстанції 150/35/10 кВ, який не перевищує 0,5 Ом, достатньо встановити 80 вертикальних заземлювачів висотою 2,5 м із рівноплічного кутика та об'єднати їх в квадратний контур 100×100 м за допомогою горизонтального заземлювача – сталевую смугою перерізом 40×5.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі досліджено актуальну науково-прикладну проблему підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж шляхом аналізу теоретичних основ, методів оцінювання втрат електроенергії та визначення шляхів їх зменшення.

Основні результати дослідження такі:

1. Обґрунтовано, що підвищення енергетичної ефективності розподільних електромереж можливе завдяки мінімізації технічних втрат і витрат на власні потреби підстанцій, що досягається впровадженням комплексних технічних і організаційних заходів.

2. Встановлено, що основними проблемами розподільних електричних мереж є висока зношеність обладнання, надлишкова довжина ліній, низький рівень автоматизації та відсутність сучасних систем обліку, що призводить до значних втрат електроенергії, зниження надійності й ефективності роботи мереж та створює додаткові загрози для стабільності ОЕС України, особливо в умовах терористичних атак і військових дій.

3. Визначено, що ключовими показниками енергетичної ефективності розподільних мереж є локальні параметри (втрати неробочого ходу, втрати короткого замикання, питомі втрати енергії, активний опір провідників) та інтегральні показники (коефіцієнт корисної дії мережі, частка технологічних втрат).

4. Встановлено, що метод оперативних розрахунків забезпечує високу точність і підходить для мереж, обладнаних АСКОЕ, але є ресурсозатратним, метод характерної доби дозволяє враховувати сезонність споживання, метод середніх навантажень є найпростішим і доцільним для мереж із рівномірними навантаженнями, а метод часу найбільших втрат доцільний для аналізу пікових режимів, проте має суттєві обмеження в точності для складних мереж із нерівномірними навантаженнями.

5. Визначено, що підвищення енергетичної ефективності електричних мереж досягається шляхом впровадження ряду організаційних і технічних заходів, зокрема, оптимізації режимів роботи, модернізації обладнання, використання енергоефективних трансформаторів, впровадження АСКОЕ, застосування компенсаторів реактивної потужності, ізольованих проводів і захищених лічильників.

6. Встановлено, що режимні заходи, такі як перехід до розімкненого режиму роботи, оптимальне регулювання точки розмикання та регулювання напруги, є ефективними способами підвищення енергоефективності зношених розподільних мереж, а їх успішність залежить від автоматизації, зокрема використання АСКОЕ, що забезпечує оперативне управління та моніторинг. Енергоефективні силові трансформатори, хоча і потребують більших початкових капіталовкладень, забезпечують економічну доцільність електропостачання впродовж всього строку служби.

7. Встановлено, що раціональна організація охорони праці на підприємстві досягається впровадженням системи управління охороною праці, яка охоплює заходи з мінімізації впливу небезпечних факторів, профілактики травматизму та професійних захворювань, а також створення безпечних і комфортних умов праці для виробничого персоналу, шляхом використання технічних засобів безпеки для захисту від ураження електричним струмом, впливу електричної дуги та інших небезпечних умов, що включає заземлення, занулення, захисне відключення та використання електрозахисних засобів.

8. Розраховано, що за заданих обмежень для створення заземлювального пристрою для підстанції з напругами 150/35/10 кВ з нормативним опор до 0,5 Ом, необхідно встановлення 80 вертикальних заземлювачів висотою 2,5 м із рівноплічного кутика, об'єднаних у квадратний контур 100×100 м за допомогою горизонтального сталевого заземлювача перерізом 40×5 мм.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ

1. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послугу 2020 році . Затв.: Постанова НКРЕКП від 26 травня 2021 року № 893.
2. Жемеров Г. Г. Энергоефективність систем електропостачання з напівпровідниковими перетворювачами електроенергії: монографія / Г. Г. Жемеров, Д. В. Тугай; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 272 с.
3. Boyd J. An internet – inspired electricity Grid / J. Boyd // IEEE Spectrum, January. – 2013. – № 1. – P. 12–13.
4. Козловський О. А. Біоміметичний підхід до створення електричної мережі: матеріали Міжнар. наук.-практ. конф., 6 листопада 2024 р. Харків: Держ. біотехнологічний ун-т., 2024. С. 21-22. – Електронні текстові дані. URL: <http://btu.kharkov.ua/nauka/konferentsiyi>
5. Wilson e4 Amorphous Transformers: [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.wilsonpowersolutions.co.uk/products/wilson-e4-amorphous-transformers/>
6. Іщенко М. Р., Козловський О. А. Підвищення енергетичної ефективності трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ: матеріали Міжнар. наук.-практ. конф., 6 листопада 2024 р. Харків: Держ. біотехнологічний ун-т., 2024. С. 17-19. – Електронні текстові дані. URL: <http://btu.kharkov.ua/nauka/konferentsiyi>
7. Energy Efficiency. <https://www.iea.org/energy-system/energy-efficiency-and-demand/energy-efficiency>
8. Закон України «Про енергетичну ефективність». (Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2022, № 2, ст.8). [Електронний ресурс]. Доступно: zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20.
9. Підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж / Р. В. Бондаренко, О. М. Довгалюк, Г. В. Омеляненко, О. Є. Піротті, Т. В.

Сиромятнікова // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка – 2018. – Вип. 195. – С. 69-71.

10. Стрелкова Г. Г. Технічний стан та перспективи розвитку розподільних електричних мереж України / Г. Г. Стрелкова, А. М. Пустовойтов // Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку: зб. наук. пр., Київ: КПІ імені Ігоря Сікорського, 2018. – С. 50-51.

11. Череп О. Г., Олейнікова Л.Г., Лищенко О.Г., Осмаковська К. Ю. Енергоефективність під час війни та післявоєнна відбудова енергетичного сектору України. Вісник соціально-економічних досліджень, № 1-2 (84-85), 2023. С. 24-35.

12. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методичні рекомендації. – К.: Міненерговугілля України, 2013. – 68 с.

13. Кирик В.В. Електричні системи та мережі. Режим роботи розімкнених мереж. – К.: НТУУ «КПІ», 2014 – 130 с.

14. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: / В. А. Лушкін, І. Г. Абраменко, І. В. Барбашов та ін.; за ред. І.Г. Абраменка. - Харків: Харківський національний університет міського господарства (ХНУМГ), 2018. – 194 с.

15. Васюченко, П. В. Аналіз сучасних методів обліку втрат електроенергії в енергосистемах України. Збірник наукових праць Харківського університету Повітряних сил, 2014, 2: 169-175.

16. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии / Ю.С. Железко. ЗНАС, 2009. – 456 с.

17. Wilson. Power solution. Power transphormers. Електронний ресурс. URL: <https://www.wilsonpowersolutions.co.uk/products/power-transformers/>

18. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження. На заміну ГНД 34.09.204-2004; чинний від 2014-06-01. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2014.

19. Геврик Є. О. Охорона праці: Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів. – К.: Ельга, Ніка-Центр, 2003. – 280 с.
20. Закон України «Про охорону праці» (Відомості Верховної Ради України, 2003 р., №2, ст. 10; 2007 р., №34, ст. 444).
21. Правила улаштування електроустановок. Х.: Вид-во «Форт», 2017. – 760 с.