

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 ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____2023р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Аналіз заходів та шляхи мінімізації втрат
електроенергії в розподільчих мережах”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-22М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»

_____Балаєнко Є.О.
« ____ » _____2023р.

Керівник роботи
к.т.н., доцент

_____Андрій КОТИШ
« ____ » _____2023р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

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 програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«_____» _____ 2023 р.

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

Балаєнка Євгена Олексійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Аналіз заходів та шляхи мінімізації втрат
електроенергії в розподільчих мережах

Analysis of measures and ways to minimise electricity losses in distribution networks

2. Керівник роботи (проекту)

Котиш Андрій Іванович, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1. Втрати потужності та електроенергії в системах
електропостачання; 2. Аналіз, управління та нормування втрат електричної
енергії; 3. Методи розрахунку втрат електричної енергії в розподільних
мережах; 4. Зниження втрат потужності та електричної енергії;
5. Охорона праці; Висновки; Перелік посилань.

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. Іван САВЕЛЕНКО</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>07.10.23</i>	
2	<i>Втрати потужності та електроенергії в системах електропостачання</i>	<i>12.10.23.</i>	
3	<i>Аналіз, управління та нормування втрат електричної енергії</i>	<i>20.10.23.</i>	
4	<i>Методи розрахунку втрат електричної енергії в розподільних мережах</i>	<i>01.11.23.</i>	
5	<i>Зниження втрат потужності та електричної енергії</i>	<i>10.11.23.</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>20.11.23</i>	
7	<i>Висновки</i>	<i>30.11.23.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 97 с.; 7 рис.; 3 табл.; 19 джерел.

Балаєнко Є.О. Аналіз заходів та шляхи мінімізації втрат електроенергії в розподільчих мережах. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2023 р.

Метою кваліфікаційної роботи є аналіз заходів до вирішення задачі оцінки та зменшення втрат електричної енергії в розподільчих електричних мережах.

Втрати електроенергії – один з найважливіших економічних показників електромережного підприємства. Їхня величина відбиває технічний стан і рівень експлуатації всіх передавальних пристроїв, стан систем обліку і метрологічне забезпечення парку вимірювальних приладів, ефективність енергозбутової діяльності тощо.

Проблема оцінювання й зменшення втрат електричної енергії залишається важливим напрямком дослідження та підвищення енергоефективності розподілу електроенергії. Забезпечення системного підходу до шляхів та заходів щодо мінімізації цих втрат є першочерговою задачею.

Результати магістерської роботи можуть бути використані в підприємствах електричних мереж (обленерго), підрозділах з енергозбереження, при керуванні режимами споживання електричної енергії.

Ключові слова: втрати електроенергії, втрати потужності, система обліку електроспоживання, нормування втрат електроенергії, похибка вимірювання

SUMMARY

Balaienko Y.O. Analysis of measures and ways to minimise electricity losses in distribution networks 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electrical power consumption systems". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2023.

The purpose of the qualification work is the analysis of measures to solve the problem of assessment and reduction of electrical energy losses in distribution electrical networks.

Electricity losses are one of the most important economic indicators of a power grid enterprise. Their value reflects the technical condition and level of operation of all transmission devices, the state of accounting systems and metrological support of the fleet of measuring devices, the efficiency of energy distribution activities, etc.

The problem of estimating and reducing electrical energy losses remains an important area of research and improving the energy efficiency of electricity distribution. Ensuring a systematic approach to ways and measures to minimize these losses is a primary task.

The results of the master's thesis can be used in electric network enterprises (regional energy company), energy conservation units, in managing the modes of electric energy consumption.

Key words: electricity losses, power losses, electricity consumption accounting system, normalization of electricity losses, measurement error

Зміст

Вступ.....	7
Розділ 1. Втрати потужності та електроенергії в системах електропостачання.....	9
1.1. Структура втрат потужності та електроенергії.....	9
1.2 Види розрахунків втрат електричної енергії	14
Розділ 2. Аналіз, управління та нормування втрат електричної енергії...	19
2.1 Етапи аналізу та управління втрат електроенергії.....	19
2.2 Аналіз технічних та комерційних втрат електроенергії	23
2.3 Задача управління рівнем втрат потужності та електроенергії	30
2.4 Аналіз втрат електричної енергії.....	35
2.5 Актуальність перевірки вимірювальних трансформаторів струму та напруги, що задіяні у комерційному обліку електроенергії	39
2.6 Нормування втрат електричної енергії	44
Розділ 3 Методи розрахунку втрат електричної енергії в розподільних мережах.....	53
3.1. Вихідні дані при розрахунку втрат електроенергії.....	53
3.2 Визначення втрат потужності й електричної енергії в елементах електричної мережі.....	55
3.3 Імовірнісні методи, які використовуються в задачах розрахунку втрат електричної енергії.....	60
Розділ 4. Зниження втрат потужності та електричної енергії.....	68
4.1 Заходи та методи зниження втрат потужності й електричної енергії.	68
4.2 Шляхи зниження комерційної складової втрат електричної енергії...	82
4.3 Проблеми та методи комп'ютеризації розрахунків за електричну енергію та оцінка комерційних втрат у побутовому секторі	85
Розділ 5. Охорона праці	91
5.1. Розрахунок заземлення.....	91
Висновки.....	94

Перелік посилань.....	95
-----------------------	----

ВСТУП

Обсяг втрат електроенергії в електричних мережах є критичним показником їхньої ефективності. Він надає чітку інформацію про стан системи обліку електроенергії, а також ефективність роботи енергопостачальних організацій. Цей показник вказує на проблеми, які потребують негайних заходів у сфері розвитку та модернізації електричних мереж, вдосконалення методів їхньої експлуатації та керування, а також підвищення точності обліку електроенергії та ефективності збору платежів за використану електроенергію.

Видно, що різке загострення проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах потребує енергійного пошуку нових рішень, а також нового підходу до вибору відповідних заходів і, головне, до організації дій з метою зменшення цих втрат.

У зв'язку з обмеженими інвестиціями в розвиток та модернізацію електричних мереж, у поліпшення систем керування їх роботою та у вдосконалення обліку електроенергії, виникає кілька тенденцій, які негативно впливають на рівень втрат в мережах. Вони включають в себе проблеми з застарілим обладнанням, фізичним та моральним зношенням засобів обліку електроенергії, а також недостатність встановленого обладнання для передавання потрібної потужності.

В умовах змін, що відбуваються в господарській сфері енергетики, проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не лише залишається актуальною, а й набуває значення як одне з основних завдань для забезпечення фінансової стійкості енергопостачальних організацій.

На сучасному етапі, ефективне використання паливно-енергетичних ресурсів є однією з найважливіших проблем як в Україні, так і за її межами. Для досягнення максимальної результативності у їх використанні, необхідно ретельно розглядати кожний етап виробництва електроенергії - починаючи з видобутку первинних енергоносіїв та їх транспортування до місць подальшої обробки у більш універсальну форму - електроенергію. Процес завершується використанням цієї

енергії споживачами. Усі етапи можуть бути оптимізовані для зниження витрат енергетичних ресурсів.

Зменшення втрат електроенергії в електричних мережах є важливою складовою загальних заходів з енергозбереження. Електроенергія є унікальним продуктом, транспортування якого вимагає витрат певної частини самої енергії. Таким чином, витрати електроенергії під час її передачі є необхідні, і завдання полягає в установленні їх оптимального рівня та забезпеченні фактичних витрат на цьому рівні.

У нашій країні рівень втрат у електричних мережах становить від 12% до 18% згідно з різними статистичними даними. Головні причини цього - великі обсяги крадіжок електроенергії, відсутність сучасних систем обліку, що дає можливість використовувати її майже без обмежень, а також застаріле обладнання електромереж.

Важливо враховувати, що крім технічних причин, існують і технологічні втрати. Слід нагадати, що на початку 1990-х років рівень втрат у електромережах нашої країни становив близько 6-8%, так само, як і у розвинених країнах. Втрати електричної енергії на рівні 10% оцінюються як максимально припустимі з погляду фізики передачі її по мережах. Якщо ж цей рівень вище 10%, то, як правило, у втратах є значна комерційна складова [1]. У міжнародній практиці прийнято вважати, що відносні загальні втрати електричної енергії при її передачі й розподілі задовільні, якщо вони не перевищують 4- 5%.

При обговоренні зниження втрат електроенергії у мережах важливо мати на увазі, що це завдання не є самоціллю, а лише частиною загального завдання підвищення економічної ефективності енергосистем та національного господарства. Проте існують ситуації, коли ці цілі можуть бути неспільні. Іноді може бути вигідніше прийняти деяке збільшення втрат, якщо це призводить до зменшення навантаження на електростанції, які працюють на дефіцитне або вартісне паливо, покращення надійності постачання електроенергії та підвищення її якості.

РОЗДІЛ 1. ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Структура втрат потужності та електроенергії

Витрати на передачу і виробництво споживачам електричної енергії містять у собі вартість електроенергії, яка витрачається на її передачу електричними мережами (втрати). При установці тарифу на електроенергію енергетичні комісії аналізують обґрунтованість рівня втрат, що включаються в тариф. Очевидно, що в енергопостачальних організаціях існують певні резерви зниження втрат і введення у тариф фактичного рівня втрат не стимулювало б проведення економічно обґрунтованих заходів щодо їх зниження. В зв'язку із цим виникає задача визначення цих нормативних значень втрат, включення яких в тариф обґрунтовано. Наднормативні втрати повинні покриватися за рахунок прибутку енергопостачальних компаній.

В силу істотних відмінностей структури мереж та їхньої довжини, нормативи втрат для кожної з енергопостачальних організацій становить значення, яке визначається на основі аналізу схем і режимів роботи електричних мереж та особливостей обліку надходження і відпущення електроенергії.

Фактичні (звітні) втрати ΔW_o визначаються різницею показань лічильників відпущеної електроенергії в мережу й її корисну відпустку споживачам. Очевидно, що вони містять в собі не тільки технічні втрати, а також і втрати комерційного характеру, які обумовлені недосконалістю способів визначення корисної відпустки електричної енергії споживачам (у тому числі і її розкраданнях). Для обґрунтування нормативу втрат конче необхідно визначити їх структуру, оцінити резерви зниження кожної складової і реальні обсяги їхньої можливої долі в планованому періоді. [3]

Фактичні втрати можуть бути поділені на чотири складові, кожна з котрих має свою фізичну природу (рисунок 1.1):

1. Технічні втрати електроенергії - ΔW_m , вони обумовлені конструктивними параметрами мережі і фізичними процесами, які відбуваються при передачі

електроенергії по електричним мережам і, що виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах електричних мереж. Це є навантажувальні втрати та втрати холостого ходу. Технічні втрати обумовлені фізичними процесами, що протікають у провідниках при протіканні по них електричного струму.

Технічні втрати електроенергії можна оцінити також за допомогою електричних лічильників [3]. Фактичне значення цих втрат ΔW_m може бути встановлено розрахунково на основі відомих законів електротехніки, оскільки всі їхні складові мають математичний опис й алгоритми розрахунку. Застосування звичайних методів оптимізації дозволяє кількісно визначити їх економічно обґрунтований рівень та оцінити наявні резерви зниження. Економічно обґрунтовані (оптимальні) технічні втрати $\Delta W_{m.o.}$ є різниця між їх фактичним значенням ΔW_m і зниженням втрат δW_o , що може бути досягнуте за рахунок впровадження всіх заходів, витрати на котрі окупаються менше чим за нормативний строк окупності, що відповідає нормативному коефіцієнту ефективності капітальних вкладень:

$$\Delta W_{m.o.} = \Delta W_m - \delta W_o \quad (1.1)$$

Технічні втрати, в свою чергу розділяють, на навантажувальні втрати (1.1) ΔW_H , втрати холостого ходу ΔW_X і втрати на корону $\Delta W_{кор.}$ Їх класифікують і по групам елементів мереж (втрати в лініях, трансформаторах, реакторах і т.д.). Галузева інструкція виділяє наступні складові втрат:

- навантажувальні втрати в лініях, силових трансформаторах та автотрансформаторах;
- втрати х.х. в трансформаторах і автотрансформаторах;
- втрати на корону в повітряних лініях електропередач;
- витрата електричної енергії на власні потреби підстанцій;
- витрата електроенергії в компенсуючих пристроях — батареях статичних конденсаторів (БСК), синхронних компенсаторах (СК), генераторах, що працюють у режимі СК, статичних тиристорних компенсаторах (СТК);

- втрати в струмообмежуючих реакторах підстанцій;
- втрати у вимірювальних трансформаторах струму та напруги і їхніх вторинних колах, включаючи лічильники електроенергії.

2. Споживання електроенергії на власні потреби підстанцій - $\Delta W_{\text{пс}}$, необхідної для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій. Ці витрати електроенергії реєструються лічильниками, встановленими на трансформаторах власних потреб (ТВП). Існує і нормативний документ, що встановлює норми витрат, хоча і досить старий. Різниця між цими величинами і є резервом зниження цієї складової втрат.

3. Недооблік електроенергії - W_y , він обумовлений великими негативними похибками приладів обліку в споживачів в порівнянні із аналогічними похибками приладів, що фіксують її надходження у мережу. Похибки приладів обліку (включаючи трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) і з'єднувальні проводи (кабелі) у паспортних даних характеризуються двосторонніми похибками тобто (плюс-мінус), однак у силу ряду обставин, про які буде сказано нижче, виникає систематична негативна похибка системи обліку електроспоживання на об'єкті, що включає сотні й тисячі вимірювальних комплексів. Ця похибка призводить до недообліку електроенергії, тому до неї і застосовується термін «втрати». Слід зазначити, що в сучасних умовах експлуатації приладів обліку, недооблік електроенергії виявляється доволі істотним. Втрати, які обумовлені похибками обліку, також можуть бути розраховані на основі даних про метрологічні характеристики та умови роботи використовуваних приладів. Розроблена методологія цих розрахунків дозволяє визначити їх економічно обґрунтований рівень та оцінити наявні резерви зниження.

4. Комерційні втрати - ΔW_k , обумовлені розкраданнями електричної енергії, невідповідністю показань лічильників та сплатою за неї побутовими споживачами й іншими причинами у сфері організації контролю за споживанням електроенергії. При відомих значеннях технічних втрат фактичне значення комерційних втрат визначають за формулою

$$\Delta W_K = \Delta W_O - W_m \quad (1.2)$$

Комерційні втрати не мають самостійного математичного описання і, як наслідок, не можуть бути розраховані автономно. Їхнє значення зазвичай визначається як різниця між фактичними втратами і розрахункованими технологічними втратами і являє собою небаланс. Значення небалансу залежить від точності виконання аналітичних розрахунків й відповідності системи обліку потоків електроенергії по електролічильникам в технічних умовах.

Розумний перспективний рівень комерційних втрат може бути встановлений на основі експертної оцінки, яка враховує соціальні фактори й рівень купівельної спроможності населення у відповідному регіоні.

Слід зазначити, що політика, яка проводиться стосовно неврахування комерційних втрат при розробці нормативу як правило не приводить до успіху, а лише змушує енергопостачальні компанії спотворювати дані про структуру втрат електроенергії, завищуючи їх технічну складову.

Допустиме значення комерційних втрат $\Delta W_{к.д.}$ також може бути визначено розрахунковим методом на підставі нормованих класів точності приладів обліку.

В даний час споживання електроенергії на власні потреби п/ст відбивається в звітності в складі технічних втрат, а втрати, що обумовлені похибками системи обліку електроспоживання, - у складі комерційних втрат. Це факт є недоліком існуючої системи звітності, і тому що не забезпечує ясного і прозорого уявлення про структуру втрат та про доцільні напрямки робіт щодо їхнього зниження.

Відповідно до викладеного, рівняння для звітних втрат запишемо у вигляді:

$$\Delta W_O = \Delta W_m + \Delta W_{nc} + W_y + \Delta W_K \quad (1.3)$$

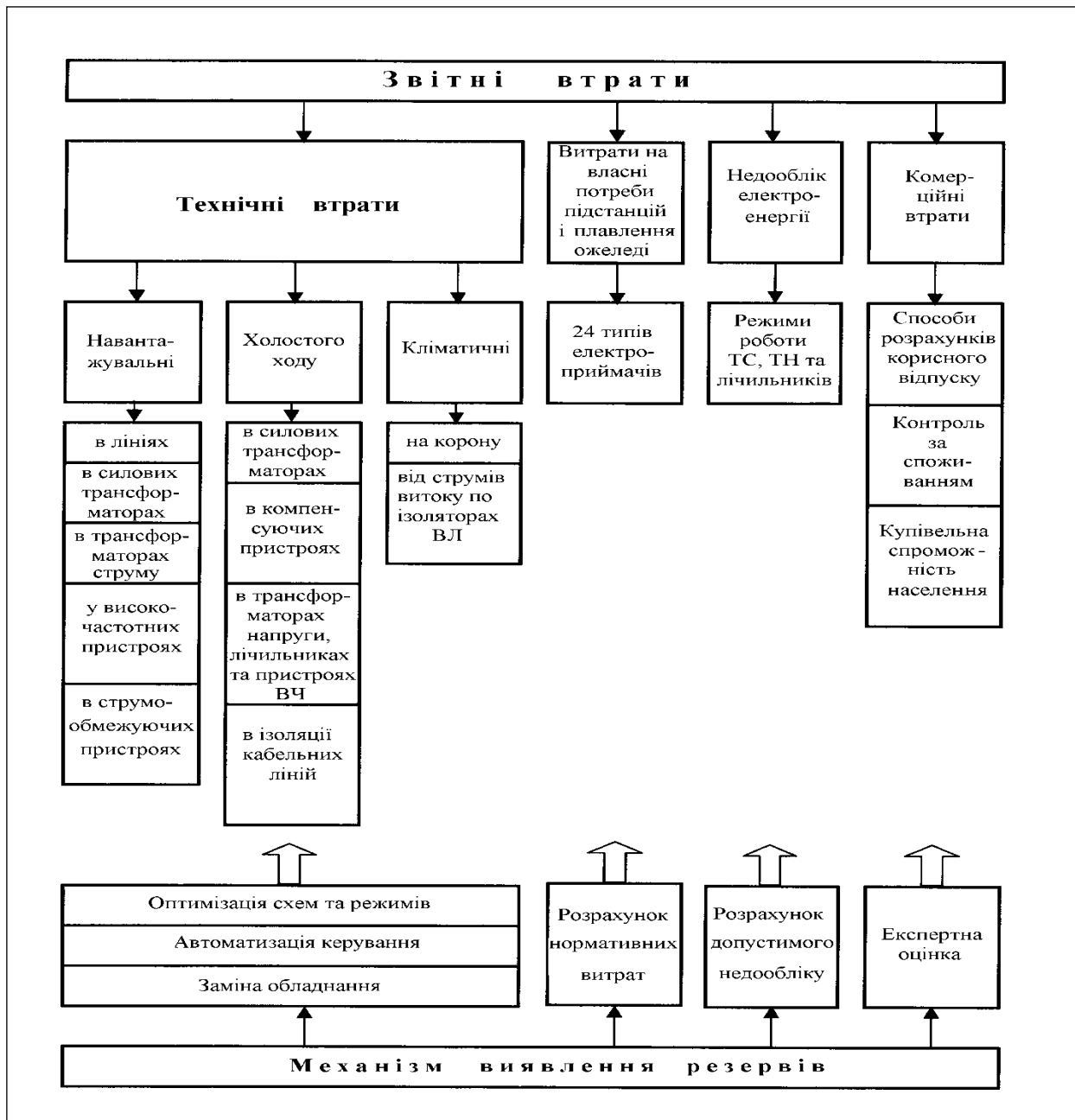


Рисунок.1.1 - Фактичні втрати електроенергії

Оптимальні втрати $\Delta W_{т.о.}$ не є постійною величиною, яку можна визначати один раз і потім використовувати як мету. Визначені схеми розвитку на стадії розробки енергосистеми відповідають прогнозованим навантаженням, на базі яких виконуються майже всі проектні розрахунки. Реальні навантаження в умовах експлуатації можуть трохи відрізнятися від розрахункових, тому значення $\Delta W_{т.о.}$, що визначене для

поточного розрахункового періоду часу, буде відрізнятися від того значення, що було визначено на стадії проектування. Крім того, ріст навантажень по рокам буде приводити до зміни величини ΔW_t , а отже, і $\Delta W_{t.o.}$. Тому оптимальні втрати можуть бути представлені у вигляді ряду значень, кожне з котрих відповідає своєму розрахунковому періоду. Весь ряд цих значень повинен коректуватися в міру уточнення даних про навантаження і схеми на майбутню перспективу.

Сума розглянутих 3-х складових втрат, обумовлених технологією виробничого процесу передачі електричної енергії по мережах та інструментальному обліку її надходження і відпущення становить технологічні втрати. Четверта складова – це комерційні втрати - яка являє собою вплив «людського фактора» й містить у собі всі ознаки такого впливу: свідомі розкрадання електроенергії певними абонентами шляхом зміни показань лічильників, споживання електроенергії повз лічильники, несплату або неповну оплату споживаної енергії, визначення невірним розрахунковим шляхом корисного споживання електроенергії абонентами, які підключаються тимчасово без лічильників, і т.д.

Тоді оптимальне значення звітних втрат має знаходитися у діапазоні

$$\Delta W_o = \Delta W_{t.o.} \pm \Delta W_{k.d.} \quad (1.4)$$

1.2 Види розрахунків втрат електричної енергії

Розрахунки втрат електричної енергії підрозділяють на три види: ретроспективні, оперативні та перспективні [2].

Ретроспективні розрахунки (визначення втрат електроенергії за минулі періоди часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії по групам елементів в електричній мережі;
- оцінки комерційних втрат електричної енергії;

- виявлення елементів або груп елементів з підвищеними втратами електричної енергії та розробки заходів щодо їхнього зниження;
- визначення фактичної ефективності запроваджених заходів щодо зменшення втрат електроенергії;
- складання балансів електричної енергії по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам й підстанціям та розробки заходів щодо зменшення небалансів до припустимих значень;
- визначення техніко - економічних показників енергетичної системи;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами та іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях й трансформаторах, які невраховані лічильниками електроенергії.

Оперативні розрахунки (визначення втрат електроенергії за поточні періоди часу) виконують для:

- контролю за поточними значеннями втрат електричної енергії та їхньою зміною в часі;
- оперативної корекції режимів і схеми електричної мережі з метою зменшення втрат електроенергії;
- складання балансів потужності по енергетичній системі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям з метою контролювання за дотриманням лімітів по потужності;
- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець певного періоду (місяця, кварталу, року);
- формування бази даних, що використовується при прогнозуванні втрат електричної енергії.

Перспективні розрахунки (визначення очікуваних втрат електричної енергії для розрахункових періодів часу в майбутньому) виконують для:

- визначення очікуваних втрат електричної енергії на наступний и подальші роки;

- оцінки очікуваної ефективності планованих заходів щодо мінімізації втрат електроенергії;

- порівняння певних варіантів реконструкції електричних мереж.

По особливостям схем і режимів електричних мереж та інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють 5 груп мереж, розрахунок втрат електричної енергії в яких роблять різними методами. Розглянемо лише розподільчі мережі:

- електричні мережі 6 - 35 кВ;

- електричні мережі 0,4 кВ.

На підставі результатів розрахунків та звітних даних проводять аналіз втрат електроенергії з метою вирішення наступних задач:

- виявлення й оцінки резервів енергетичної системи і її підприємств по зниженню втрат електричної енергії;

- виявлення та ранжирування основних факторів, які визначають рівень втрат;

- оцінки ефективності конкретних заходів щодо зменшення втрат електроенергії і визначення черговості їх впровадження;

- визначення осередків комерційних втрат електричної енергії;

- оцінки результатів роботи щодо показника "втрати електроенергії" енергосистеми в цілому, а також її окремих підрозділів;

- підготовки й обґрунтування рішень по перспективному розвитку електричних мереж та впровадженню заходів щодо зниження втрат, які вимагають капітальних вкладень.

Основними формами з аналізу втрат електроенергії є:

- складання балансів електричної енергії по кожній підстанції, електростанції, підприємству електричних мереж та енергосистемі в цілому;

- порівняння розрахункових, планових й звітних втрат електроенергії за різні тимчасові періоди та аналіз зміни втрат по енергосистемі в цілому й окремих її підприємствах;

- аналіз зміни окремих складових втрат електричної енергії з урахуванням зміни схем, режимів електричних мереж й структури відпустки електроенергії;
- порівняння звітних, планових нормованих та лімітованих складових балансу електричної енергії (власні потреби, господарські та виробничі потреби);
- оцінка фактичної ефективності конкретних окремих заходів щодо зниження втрат електричної енергії, а також плану заходів в цілому;
- виявлення залежності втрат електричної енергії від основних факторів, що характеризують схему мережі та режими її роботи.

При проведенні аналізу втрат електричної енергії доцільно використовувати наступну інформацію:

- результати розрахунків режимів електричних мереж і їх схеми;
- результати розрахунків втрат електроенергії і їх структур;
- звітні дані про втрати електричної енергії в енергосистемі і її підприємствах за певний період (ряд років);
- дані про потоки електричної енергії по міжсистемним лініям за певний ряд років;
- підсумки виконання планів заходів щодо зменшення втрат електроенергії;
- проектні рішення щодо розвитку електричних мереж;
- матеріали, що характеризують стан й використання засобів компенсації реактивної потужності та регулювання режиму електричних мереж;
- дані про оснащеність електромереж споживачів електроенергії компенсуючими пристроями, (квар/кВт) за ряд років;
- дані про стан розрахункового й технічного обліку електроспоживання;
- дані про середньомісячну оплату електроенергії з розрахунку на одного побутового абонента й результатах боротьби з розкраданням електроенергії;
- дані про матеріальне стимулювання персоналу енергопостачальної компанії за зниження втрат електроенергії.

Висновки до розділу

У даному розділі розглянуто структуру втрат електричної енергії. А саме: фактичні або звітні втрати, які поділяються на технічні втрати, втрати на власні потреби, втрати через недооблік електроенергії та комерційні втрати. Та розглянуто кожну складову окремо.

Проведено аналіз вимог до систем електропостачання та оцінювання режимів роботи електроприймачів.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ, УПРАВЛІННЯ ТА НОРМУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1 Етапи аналізу та управління втрат електроенергії

Процес формування такого показника як «втрати електроенергії» починається із виміру електроенергії (рис. 2.1), що надійшла в мережу, відпущену в мережі сусідніх енергопостачальних компаній і корисно відпущеної споживачам. При цьому факторі визначаються так звані фактичні або звітні втрати електроенергії, величина яких залежить не тільки від точності вимірів електричної енергії, а й від правильності, своєчасності і сумлінності зняття показників лічильників, правильності і своєчасності виставлення рахунків на оплату спожитої електроенергії, тобто від ефективності збутової діяльності.

Однак тільки вимірів звітних втрат електроенергії, навіть якщо вони точно виконані, недостатньо для розробки заходів щодо їхнього зниження, тому що конче необхідно знати структуру цих втрат, технологічно обумовлену їх частину (технічні втрати), певні ділянки мережі, де рівень технічних втрат якнайбільший. Це тому, що вимір електричної енергії виконуються часто із значними похибками, та мають місце небаланси (недооблік) електроенергії по деяких окремих вузлах і мережі в цілому, що у сумі із розкраданнями електроенергії складають так звані комерційні втрати електроенергії, що мають доволі складну структуру і називаються не технічними втратами

Для розробки заходів щодо зменшення технічних втрат, оцінки їхньої ефективності, оцінки величини небалансів та виявлення неврахованої електроенергії необхідно точніше розраховувати технічні втрати в мережі в цілому, В елементах мережі із розбивкою по ступенях напруги й структурних підрозділів енергопостачальних організацій.

Після цього аналізу звітних і технічних втрат та наявних резервів по їхньому зниженню визначається й розробляється норматив втрат електроенергії, який

представляється в регіональну енергетичну комісію (РЕК) на узгодження й затвердження.

Комерційні втрати електроенергії містять у собі не тільки розкрадання, але й недооблік електроенергії, обумовлений негативними систематичними похибками вимірювальних комплексів (ВК) електроенергії - лічильників електроенергії, трансформаторів напруги і струму [3].



Рисунок 2.1 - Управління технічними та комерційними втратами в електричних мережах

Достовірна оцінка систематичних похибок ВК та їхнє зниження в значній мірі залежать від ефективності керування метрологічним забезпеченням вимірів електричної енергії, що включає в себе:

- паспортизацію ВК;
- інструментальні обстеження й ревізію ВК у робочих умовах;
- розробку, затвердження та запровадження в дію методик виконання вимірів електричної енергії і потужності, а також місцевих інструкцій з обліку електроенергії;
- складання паспортів або протоколів ВК, визначення систематичних похибок вимірів електричної енергії;
- нормування «метрологічної» складової втрат електроенергії;
- розробку та впровадження заходів щодо удосконалювання засобів обліку електроенергії.

Ці заходи можна умовно розбити на 5 груп:

- 1) запровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) та АСКОЕ побутових споживачів (АСКОЕ ПС);
- 2) забезпечення нормованих умов застосування засобів вимірювань;
- 3) ремонт та заміна морально і фізично застарілих засобів обліку електроенергії;
- 4) встановлення додаткових приладів обліку, в тому числі лічильників із попередньою оплатою;
- 5) надійний захист приладів обліку від розкрадань електричної енергії.

Перша група заходів щодо впровадження АСКОЕ та АСКОЕ ПС є стратегічним напрямком удосконалення обліку електроенергії, який дозволяє виключити неодноразовість та помилки зняття показань лічильників, усунути саме головну проблему – самостійне списання показань лічильників абонентами. Але впровадження АСКОЕ - досить дорогий і тривалий процес. Тому потрібно впровадження й інших заходів.

До другої групи цих заходів відносяться:

- поділ кіл релейного захисту й обліку електроенергії;

- виключення режимів недовантаження і перевантаження ВК;
- захист лічильників від температурних перепадів та впливу магнітних і електричних полів;
- розвантаження кіл з'єднання лічильників і ТН;
- забезпечення правильності схем підключення ВК;
- забезпечення нормативних термінів перевірки та калібрування засобів вимірів.

До третьої групи цих заходів відносяться:

- заміна лічильників, ТН і ТС із низьким класом на підвищений класи точності;
- заміна індукційних лічильників електроенергії на електронні;
- виявлення й заміна несправних лічильників та рахункових механізмів.

До п'ятої групи цих заходів відносяться:

- удосконалення конструкцій лічильників;
- винос приладів обліку за межі приватних володінь у спеціально обладнані шафи;
- маркування засобів вимірювань;
- установка та пломбування клемних кришок лічильників й вимірювальних трансформаторів.

До заходів щодо вдосконалення енергозбутової діяльності, спрямованої на зниження комерційних втрат електроенергії відносяться:

- 1) комп'ютеризація енергозбутової діяльності щодо виписування рахунків, розрахунку корисної відпустки по категоріях електроспоживачів, з розрахунку балансів електроенергії;
- 2) періодичне проведення рейдів й перевірок за виявленням розкрадань електроенергії;
- 3) забезпечення своєчасного та правильного зняття показань лічильників;
- 4) оснащення персоналу енергозбуту сучасними транспортними засобами та пристроями по виявленню розкрадань електроенергії;
- 5) матеріальне стимулювання персоналу, створення спеціальних фондів оплати праці за виявлення розкрадань електроенергії;

- 6) навчання та підвищення кваліфікації персоналу сучасним методам і заходам виявлення розкрадань електроенергії;
- 7) контроль ефективності роботи персоналу щодо виявленню розкрадань, ротація місць роботи контролерів;
- 8) організація взаємодії між енергозбутовими та мережними організаціями по виявленню і зниженню комерційних втрат електричної енергії, у тому числі недостовірного обліку;
- 9) разом із мережними підприємствами (компаніями) організація інвентаризації приєднань абонентів до електричних мереж, виявлення несанкціонованих підключень;
- 10) надання послуг абонентам по їх легальному підключенню до електричних мереж, спрощення процедури цих підключень [3].

2.2 Аналіз технічних та комерційних втрат електроенергії

Як показує, вітчизняний та закордонний досвід, кризові явища в країні в цілому й в енергетиці зокрема негативним образом впливають на важливий показник енергетичної ефективності передачі і розподілу електроенергії як її втрати в електричних мережах.

Характерним фактом при цьому є те, що залежність між зростанням втрат в мережах і кризою економіки має місце не тільки в Україні, а й в інших країнах, що перейшли від централізованих до ринкових методів керування економікою.

Це пов'язано з ослабленням у такий період контролю за споживанням електричної енергії, зниженням платоспроможності певної частини споживачів, в першу чергу, населення, ростом кількості розкрадань електроенергії, загостренням проблем щодо недосконалості традиційної системи обліку електроенергії і т.п.

Втрати електричної енергії в електричних мережах - це прямі фінансові збитки енергопостачальних компаній. Економію від зменшення втрат можна було б направити на: технічне переозброєння ел. мереж; збільшення зарплати персоналу; удосконалення

організації виробництва та розподілу електроенергії; підвищення надійності та якості електропостачання споживачів; зменшення тарифів на електричну енергію.

Зниження втрат електричної енергії в електричних мережах -це складна комплексна проблема, що вимагає значних капітальних вкладень, необхідних для оптимізації розвитку електричних мереж, удосконалення системи обліку електроенергії, впровадження новітніх інформаційних технологій для енергозбутової діяльності й керуванні режимами мереж, для навчання персоналу та його оснащення засобами перевірки вимірів електроенергії.

Для визначення пріоритетних напрямків й черговості таких капіталовкладень конче необхідний ретельний аналіз: енергетичних балансів електричних мереж в цілому і їхніх окремих вузлах (підстанцій); технічного стану, умов застосування й похибок приладів обліку електроенергії (ТС, ТН та лічильників); організації роботи з розрахунків технічних втрат й по впровадженню заходів щодо їх зниження. Іншими словами, необхідно доволі детальне енергетичне обстеження електричних мереж. Необхідність й користь енергетичних обстежень щодо енергозбереження підтверджується не тільки досвідом передових підприємств і організацій, але й закріплена найважливішими державними документами та стандартами.

В ході обстеження електричних мереж як правило проводиться аналіз:

- звітних даних по балансам і втратам електроенергії в електричних мережах, результату розрахунків технічних та комерційних втрат електроенергії, програмного забезпечення вказаних розрахунків;
- систем комерційного й технічного обліку електроенергії;
- організації управління збутом електроенергії;
- режимів роботи електричних мереж та якості електричної енергії;
- щодо зниження втрат й підвищення якості електроенергії і їх ефективності.

Для наочності основні етапи та алгоритм проведення енергетичного обстеження представлено на рисунку 2.2.

З рисунку видно, що енергетичне обстеження або (енергоаудит) електричних мереж складається з трьох етапів:

- 1-й етап, попередній енергоаудит;
- 2-й етап, енергоаудит першого рівня;
- 3-й етап, енергоаудит другого рівня.

Методологія робіт на кожному етапі має свої особливості, які коротко зводяться до наступного.

На стадії попереднього аудиту збирається первинна інформація про мережу, що досліджується, проводиться загальний аналіз її технічного стану, визначається та узгоджується з керівництвом підприємства послідовність робіт із обстеження.

В зборі первинної інформації беруть участь як організація - енергоаудитор, так і підприємство, що обстежується. Інформація фіксується у формах, яка надається енергоаудитором відповідно до програми обстеження.

Джерелами інформації на першому етапі є: бесіди із керівництвом та технічним персоналом; схеми енергопостачання та обліку електроенергії; звітна документація по комерційному й технічному обліку електроенергії; графіки навантаження і напруг по вузлам мережі; дані по енергозбутовій діяльності й тарифам на електричну енергію; технічна документація на технологічне та допоміжне обладнання; звітна документація по ремонтним роботам і енергозберігаючим заходам; перспективні плани розвитку підприємства, проектна документація; накази та розпорядження по підприємству; посадові інструкції персоналу.

На першому етапі необхідно чітко визначити обсяг необхідної інформації щодо ефективного обстеження підприємства та оцінити ступінь її вірогідності. Варто виділити найбільш енергоємних споживачів, місця найбільших втрат електроенергії, вузли з низькою якістю електроенергії. Треба вибрати об'єкти для найбільш детального аналізу - визначити порядок й пріоритетність проведення робіт з технічного та інструментального обстеження різних ділянок і об'єктів електричних мереж.

На 2-му етапі (енергоаудит першого рівня) проводяться вибіркові інструментальні обстеження окремих вузлів електричних мереж та вимірювальних комплексів, здійснюється вибірковий контроль якості електроенергії; виявляються резерви щодо зниження втрат і підвищення якості електричної енергії; складається енергетичний паспорт підприємства.

Інструментальне обстеження наразі застосовується для заповнення відсутньої інформації, яка необхідна для оцінки ефективності передачі й розподілу електроенергії, але не була отримана на попередньому етапі [4].

Для проведення інструментального обстеження необхідно використовувати спеціалізовані портативні прилади. Особлива увага повинна бути приділена вузлам обліку електроенергії, включаючи як комерційні, так і технічні, де можуть бути встановлені прострочені або індукційні лічильники. Також важливо виділити об'єкти, які потребують комплексного інструментального дослідження. Проведені виміри можуть бути поділені на наступні категорії:

- однократні виміри, за для яких досліджується окремий об'єкт у певному режимі роботи;
- балансові виміри, які застосовуються для контролю балансу електричної енергії по окремим споживачам, ділянкам мережі та підприємству в цілому. Перед проведенням балансових вимірів треба мати схему електричної мережі, по якій складається план вимірів, необхідних для зведення балансів. При цьому бажано мати вимірювальні прилади для одночасних вимірів у різних місцях;
- реєстрація параметрів - дослідження зміни будь якого параметра в часі (наприклад, зняття добового графіку навантаження, графіку відхилень напруги у вузлах мережі і т.п.). Для цього виду вимірів необхідно використовувати прилади із внутрішніми чи зовнішніми пристроями запису та збереження даних і можливістю їхнього наступного аналізу на комп'ютері. В ряді випадків припускається застосування стаціонарних приладів без записуючих пристроїв, але за умови зняття цих показань через рівні проміжки часу;

- обстеження технічного стану електричних мереж - на цьому етапі обстеження має проводитися технічна експертиза фізичного та морального зносу устаткування з метою визначення і обґрунтування витрат на ремонт, що включаються в тариф на електричну енергію.

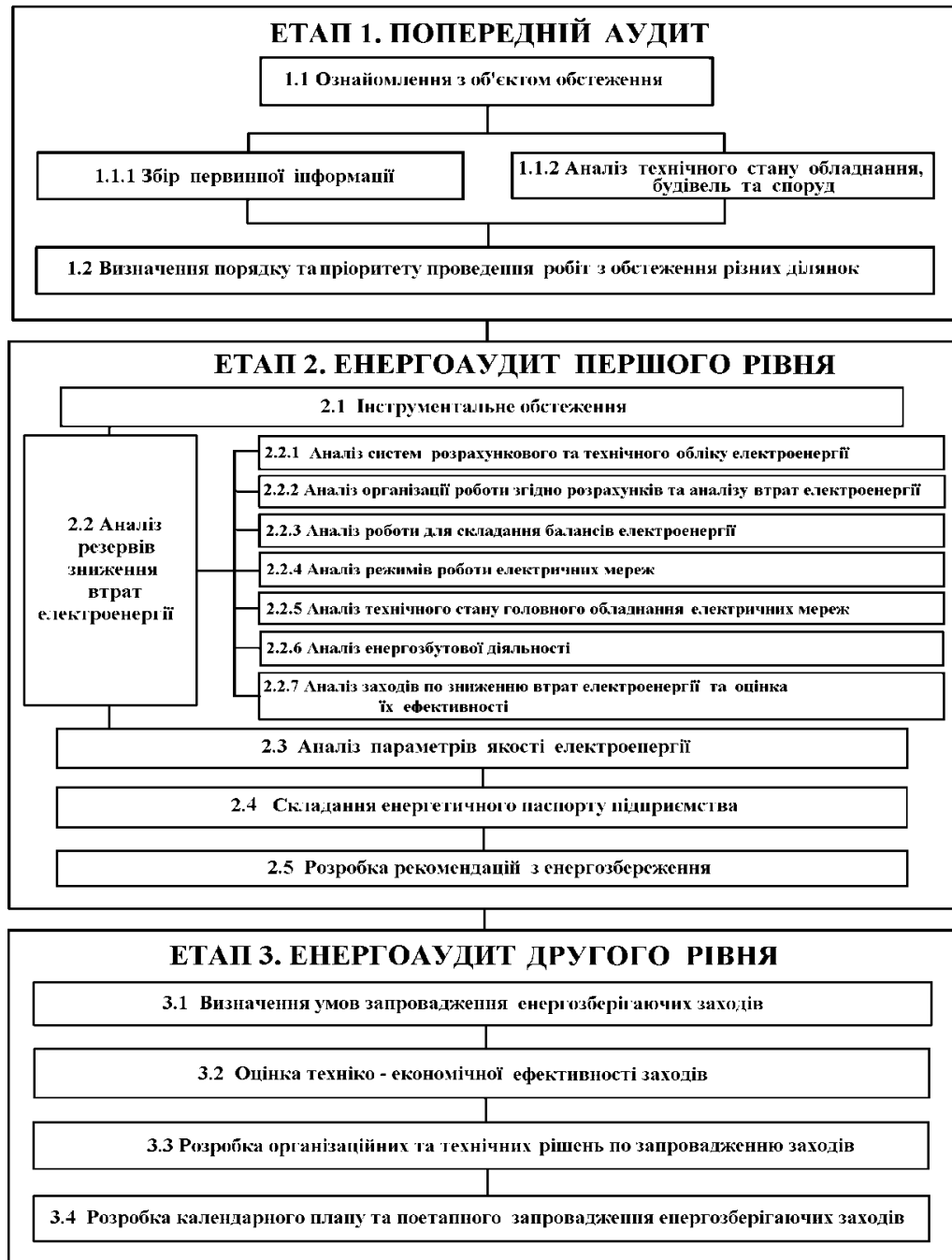


Рисунок 2.2 - Етапи й алгоритм проведення енергетичних обстежень електричних мереж

До інструментальних обстежень умовно можливо віднести перевірку розрахунків нормативів втрат електричної енергії за допомогою сертифікованого програмного забезпечення. Уся інформація, отримана з документів та шляхом інструментального обстеження, є вихідними матеріалами для аналізу резервів зниження втрат й підвищення якості електроенергії.

Для оцінки можливих знижень втрат електроенергії використовуються дані, які були зібрані на попередніх етапах, а також аналіз інформації, що стосується балансів електроенергії в електричних мережах і змін динаміки різних складових балансу за останні три роки, розглядаючи цю інформацію по місяцях. Це включає в себе такі аспекти, як втрати електроенергії під час транспортування, які виникають через комерційні і технічні причини, а також розподіл корисної електроенергії між споживачами і її структуру.

Здійснюється аналіз структури втрат електроенергії та оцінка метрологічного забезпечення систем обліку електроенергії. Це включає в себе оцінку технічного стану та умов експлуатації лічильників, трансформаторів струму і напруги, аналіз термінів їхньої експлуатації, дотримання необхідної періодичності перевірок, а також організацію ремонту, заміни та перевірки цих пристроїв. Крім того, проводиться аналіз перспективних планів щодо заміни та додаткового встановлення приладів обліку, їх калібрування та наявності необхідного програмного забезпечення для інвентаризації та метрологічного контролю цих пристроїв.

Проводиться визначення кількості, видів та місць розташування відсутніх приладів обліку. На наступному етапі енергоаудиту виконується аналіз ефективності діяльності підприємства у сфері енергозбуту, включаючи збір корисної електроенергії, виявлення випадків незаконного використання електроенергії, систему мотивації персоналу за виявлення таких випадків, виставлення рахунків і стягування платежів за ними, укладання договорів на постачання електроенергії, автоматизацію розрахунків з споживачами, відключення неплатників та наявність контрольних систем для

виявлення втрат. Також проводиться аналіз ефективності заходів, що були проведені за останні три роки для зменшення комерційних і технічних втрат електроенергії.

Проводиться аналіз виконання нормативних актів, що стосуються розрахунків, аналізу та зменшення втрат електроенергії в електричних мережах. Оцінка якості електроенергії включає в себе перевірку забезпечення якісної електроенергії для споживачів, підключених до мережі, а також відстеження виконання споживачами умов, передбачених угодою на підключення, щодо споживання реактивної потужності, компенсації непарних складових струму та обмеження впливу вищих гармонік.

У ході обстеження необхідно переконатися у тому, що якість електричної енергії відповідає вимогам ГОСТ 13109-97.

у разі необхідності повинен бути виконаний аналіз причин невідповідності ГОСТ 13109-97 по: сталому відхиленню напруги в місцях контролю якості електричної енергії і конкретних винуватців цих невідповідностей; несинусоїдальності напруги в місцях приєднання споживачів; сталої й змінної несиметрії напруг місцях приєднання споживачів.

Аналіз вказаних причин невідповідності за перерахованими вище показниками якості повинний виконуватися відповідно до ГОСТ 13109-97.

За проведеними результатами аналізу якості електричної енергії повинні бути розроблені рекомендації з підвищення її якості до необхідного рівня.

Розробка рекомендацій зі зниження втрат електричної енергії виробляється на підставі аналізу зібраної інформації, мета якої виявити ділянки мережі, що є найбільш ефективними в частині проведення енергозберігаючих заходів.[5]

Як показали енергетичні обстеження ряду підприємств електричних мереж, заходи щодо зниження комерційних втрат електричної енергії можна розбити на п'ять груп:

1. Вдосконалювання систем обліку електроенергії, яка відпущена в мережу ПЕС і по ступенях напруги.

2. Вдосконалювання системи обліку корисно відпущеної електроенергії.

3. Вдосконалювання організації роботи зі збору корисно відпущеної електроенергії.

4. Вдосконалювання метрологічного забезпечення обліку електроспоживання.

5. Вдосконалювання організації робіт із розрахунків технічних втрат електроенергії.

2.3 Задача управління рівнем втрат потужності та електроенергії

Величиною втрат потужності й електроенергії в електричних мережах можна керувати, якщо впливати на конструктивні параметри елементів мережі або їхній режим роботи.

Звітні втрати електричної енергії ΔW_o , представлені виразом

$$\Delta W_o = \Delta W_m \pm \Delta W_k \quad (2.1)$$

де ΔW_m -технічні втрати,

ΔW_k -комерційні втрати.

Значення та структуру технічних втрат можна визначати аналітично за допомогою відповідних розрахунків. Однак вхідні у вираз (2.1) величини в умовах експлуатації не можуть бути визначені абсолютно точно. Допустимі похибки їхньої оцінки обумовлюються в кожному конкретному випадку технічними задачами, які ставились. При аналізі втрат електроенергії в межах енергосистеми й розробці заходів щодо їх зниження, на наш погляд, можна припустити похибку не більш $\pm 5\%$.

З рівняння (2.1) випливає, що втрати електричної енергії можна знижувати за рахунок двох складових: технічних та комерційних втрат. Для цього можна представити наступну структурну модель при керуванні рівнем втрат. Утворюється підсистема обліку звітних втрат електроенергії в системі. З іншого боку, необхідно розробити і впровадити таку підсистему розрахунку технічних втрат електроенергії за допомогою відповідних аналітичних методів. Аналіз технічних втрат дозволить нам виявити нераціонально спроектовані ділянки й елементи електричної мережі. А співставлення звітних і технічних втрат дасть можливість визначити по формулі (2.1)

значення й структуру комерційних втрат електричної енергії. На підставі такого аналізу за допомогою підсистеми зменшення втрат можна буде намітити відповідні заходи, які спрямовані на зниження рівня обох складової правої частини рівняння (2.1).

Проте проведення подібного аналізу загальних втрат для енергосистеми є малоефективним, оскільки неможливо точно визначити, де саме у системі найбільші технічні та комерційні втрати та що їх спричинює. Таким чином, складно й навіть неможливо розробити ефективні заходи з мінімізації комерційних втрат у цьому випадку. Системи визначення звітних та розрахункових втрат слід структурувати так, щоб за їхньою допомогою можна було аналізувати втрати енергії як загалом у електроенергетичній системі, так і в окремих її підрозділах та сегментах.

Математичні моделі різних електричних мереж з різними номінальними напругами відрізняються в представленні. Існують розбіжності у схемах заміщення компонентів мережі, у їхніх робочих режимах, у визначенні обмежувальної пропускної здатності для режимних параметрів, у врахуванні обсягу та форми режимної інформації, яку враховують та зберігають в енергосистемах і т.д.

У районних електричних мережах, де довжина однорідних ділянок ліній не перевищує 400—500 км, можна не враховувати розподіленість параметрів та їхніх хвильових характеристик. На лініях напругою 220 кВ і нижче не беруть до уваги явища коронного розряду. Навантаження моделюються за допомогою статичних характеристик.

Розподільні лінії напругою 35 кВ і нижче у схемах заміщення можна представити як ланцюжок з послідовно з'єднаних активних та індуктивних опорів, і провідності цих ліній можна не враховувати. Основним обмежуючим фактором для пропускної здатності є допустимі втрати напруги та допустимі теплові навантаження провідникового матеріалу.

Електричні розрахунки зазвичай виконуються при номінальній напрузі мережі, не враховуючи кути зсуву векторів струму та напруги вздовж ліній і обмоток трансформаторів. Статичні характеристики навантаження не враховуються.

Для ліній до 1000 В характерні несиметричні режими роботи через їх несиметричну побудову окремих ділянок мережі.

Для зниження фізичних втрат енергії в складових електричної мережі можна використовувати концепцію економічно обгрунтованого рівня втрат - це розрахункове значення втрат, що оптимізується для конкретної мережі протягом певного проміжку часу при встановлених навантаженнях.

Для підтримки втрат на економічно доцільному рівні необхідно регулярно моніторити розрахункові та комерційні втрати, проводити їх техніко-економічний аналіз і розробляти заходи для їх зменшення. Ці заходи повинні бути частиною загальної стратегії управління енергосистемою з урахуванням оптимального шляху її розвитку.

У такій постановці задача управління рівнем втрат потужності й електроенергії містить у собі 3 основних складові:

1) комерційний облік втрат електроенергії, тобто контроль звітних втрат як різниці показань електричних лічильників, що фіксують надходження електроенергії в мережу та її корисну відпустку;

2) розрахунок технічних втрат електроенергії в елементах мережі, що проведені з метою їх аналізу і зменшення;

3) планування втрат, тобто їх доведення до підприємства електричних мереж плану на підтримку раціонального рівня втрат, шляхів проведення передбачених планом організаційно - технічних заходів щодо їх зниження.

У енергосистемах досить просто провести оцінку звітних втрат. Це досягається за допомогою встановлення електролічильників на генераторах електростанцій та міжсистемних лініях для реєстрації поступлення електроенергії в мережу. З іншого боку, для відліку електроенергії, яка споживачам надається, встановлені лічильники в споживачів, а також на гілках власних і виробничих втрат електростанцій, підстанцій та мереж. Різниця між показниками першої та другої груп лічильників вказує на

величину звітних втрат. У деяких енергосистемах такий облік організований для кожного енергопостачального підприємства, району або навіть окремих частин мережі.

Звітні втрати є важливим показником виконання плану, оскільки вони впливають на розмір матеріального стимулу для відповідних служб енергосистеми. Однак, варто зауважити, що на основі звітних показників складно однозначно визначити фактичний розмір втрат. Це через те, що оцінка звітних втрат може бути спотворена неправомірно великими комерційними втратами у системі обліку, які виникають внаслідок невідповідності технічним характеристикам енергосистеми, помилкам у коефіцієнтах трансформації чи схемах підключення лічильників, неповному обліку потоків енергії, незареєстрованому використанні електроенергії та іншим причинами.

Аналіз звітних втрат лише за одним показником для всього підрозділу або ділянки мережі не надасть достатньої бази для розробки обґрунтованих заходів щодо їх зниження. Важливо також мати інформацію щодо фактичних втрат енергії в окремих компонентах структурованої мережі та порівнювати їх із встановленими критеріями. Таким чином, наряду із системою комерційного обліку, слід періодично, щорічно, визначати і передбачати втрати енергії за допомогою аналітичних методів, тобто проводити оцінку технічних втрат.

При цьому важливо розробляти алгоритми та програми для визначення втрат енергії так, щоб вони дозволяли аналізувати втрати на кожній ділянці мережі, порівнювати фактичні втрати енергії на окремих елементах з встановленими критеріями, виявляти ділянки мережі з надмірно високими втратами, розглядати можливості реконструкції перевантажених ділянок та реалізовувати раціональний комплекс заходів для підвищення пропускної здатності цих ділянок з оцінкою отриманого техніко-економічного ефекту.

Розробку заходів щодо зниження втрат конче необхідно робити на всіх 3-х стадіях прогнозування розвитку енергосистеми: довгострокова, короткострокова й поточна.

Зменшуючи прогнозований інтервал часу, завдання ускладнюється через потребу у більш детальному врахуванні різноманітних факторів, що впливають на ситуацію. Наприклад, при короткостроковому прогнозуванні (на 5 років) нам вже необхідно мати чітке уявлення про те, як забезпечити баланс активних та реактивних потужностей у вузлах енергосистеми, враховуючи надійність електропостачання та якість напруги для споживачів. При цьому важливо визначити потребу в компенсуючих і регулюючих пристроях. Усі ці аспекти повинні бути розглянуті з огляду на найтиповіші нормальні та післяаварійні режими, характерні для даної системи.

На етапі поточного прогнозування та планування режимів виникає складне завдання, яке представляє собою нелінійну модель з великою кількістю обмежень. Його успішне вирішення можливе лише за допомогою сучасних обчислювальних систем. На цьому етапі рекомендується складати баланси технічних та звітних втрат енергії за вузлами мережі, розробляти оптимальні добові режими роботи електричної мережі енергосистеми, а також визначати технічні заходи щодо зниження втрат.

У деяких випадках може виникнути ситуація, коли для реалізації всіх технічно та економічно обгрунтованих заходів з підвищення пропускної здатності мереж та зниження втрат енергії в енергосистемі може бути обмежений ресурсами - матеріальними, трудовими та фінансовими. У такому випадку необхідно вибирати найбільш ефективні заходи серед всіх запропонованих. Для цього при техніко-економічному обгрунтуванні організаційно-технічних заходів щодо зниження втрат енергії важливо враховувати ефективність кожного з них у розрахунках.

Схема організації аналізу втрат електричної енергії (рис. 2.3) являє собою динамічну модель задачі керування рівнем втрат.

Відповідно до наданої схеми, керування рівнем втрат ведеться по двом напрямкам. З одного боку, виставляється план втрат й контролюються звітні втрати, а з іншого боку - визначається оптимальний план щодо виконання завдання по втратах за рахунок відповідних організаційно-технічних заходів.

Зазначений план організаційно-технічних заходів по зниженню втрат електроенергії забезпечується необхідними трудовими та матеріальними ресурсами й доводиться до кожного структурного підрозділу мережі.



Рисунок 2.3 – Схема організації здійснення аналізу втрат енергії

2.4 Аналіз втрат електричної енергії

З ростом втрат електричної енергії в розподільних мережах всі зіштовхнулися із проблемою виявлення причин росту втрат та розробки ефективних заходів щодо їх зниження.

Виявити осередки звітних втрат можна методом, що заснований на рівнянні кореляційного зв'язку,

$$\Delta W = b_0 + b_1 \cdot X_1 + \dots + b_m \cdot X_m + \varepsilon \quad (2.2)$$

де m - число основних факторів, що впливають;

$\sum_{i=1}^{k=n} b_k \cdot X_k$ - частка втрат електроенергії, що залежить від другорядних факторів; b - числові коефіцієнти моделі; X - фактори, що впливають n ; - число факторів, що впливають $k = n - m$; - число другорядних факторів.

Залежність між часткою технічних втрат електроенергії у загальних втратах та рівнем навантаження є нелінійною, тоді як залежність між часткою комерційних втрат

електроенергії та навантаженнями частіше проявляє лінійний характер. В результаті, коефіцієнт кореляції між технічними втратами електроенергії та навантаженнями менший, ніж коефіцієнт кореляції між комерційними втратами електроенергії та навантаженнями. Цей факт може бути використаний для виявлення впливу комерційних складових на загальні втрати.

Для розрахунку втрат електричної енергії по виразу (2.2) необхідно виконати наступні процедури:

- вибрати попередньо пояснюючі змінні;
- довести наявність зв'язку між залежною змінною ΔW і пояснюючими змінними X ;
- сформулювати масив пояснюючих змінних;
- виконати розрахунок числових коефіцієнтів багатofакторної моделі;
- перевірити життєздатність зазначеної моделі на ретроспективному матеріалі;
- визначити очікувану помилку розрахунку;

Вихідна інформація повинна відповідати таким вимогам:

- кількість відліків у використовуваному статистичному матеріалі повинна бути як мінімум на 2 більше числа факторів, використовуваних у моделі;
- статистичні дані можуть бути використані тільки тоді, якщо вони матимуть достатню ретроспективу.

Для проведення розрахунків можна використовувати як інформацію, що міститься у звітності щодо балансу мережного підприємства або району електричних мереж, так і дані, надані системою автоматизованого обліку електроенергії (АСКОЕ) або за допомогою лічильників, таких як "Альфа", або інші відповідні документи. Вибір пояснюючих змінних проводиться шляхом експертних оцінок. При цьому відбираються ті змінні, які найбільше впливають на втрати електроенергії. Важливо відібрати достатню кількість змінних, щоб їхній вплив склав не менше 80% від загального обсягу втрат.

На цьому етапі кількість попереднього відбору пояснюючих змінних може навіть перевищувати число наявних у розпорядженні відліків.

Після цього розраховуються коефіцієнти кореляції залежної змінної ΔW із кожної пояснюючої змінної X_k і проводиться аналіз. До подальшого використання не застосовуються пояснюючі змінні, для яких:

- знак розрахованого коефіцієнту кореляції не збігається із експертною оцінкою частинної похідної $d\Delta W / dX_k$;
- розрахований коефіцієнт кореляції занадто близький до нуля.

Рекомендується задаватися рівнем значимості не більш 0,05. Практика розрахунків показує, що при перевірці із більш низькими вимогами до побудови моделі можуть бути допущені змінні, використання котрих приводить до рівняння, що не відповідає фізиці процесу.

Після проведеної перевірки, обрані пояснюючі змінні можуть бути включені до створення багатofакторної моделі втрат електроенергії, проте не обов'язково всі вони будуть використані. Остаточне число включених пояснюючих змінних залежить від взаємозв'язків між ними. Спочатку розраховують парні коефіцієнти кореляції між усіма пояснюючими змінними, а потім проводиться перевірка всіх розрахованих коефіцієнтів за "нульовою гіпотезою".

Як вказали попередні розрахунки, використання рівнянь більш високого порядку при перевірці призводить до кращого відтворення минулих даних. Проте це не означає, що отримані значення втрат будуть точнішими. У той же час, разом із зростанням порядку використовуваних рівнянь, значно зростає складність та кількість математичних операцій.

Усі незалежні одна від одної змінні можна використовувати для побудови моделі без обмежень. В той же час, залежні (колінеарні) пояснюючі змінні також можна включати, але потрібно використовувати поступове додавання змінних до моделі. Спочатку конструюється відносно проста модель, в яку включаються одна чи дві пояснюючі змінні, і оцінюється її ефективність. Потім кількість змінних у моделі

збільшується, і кожна нова модель порівнюється з результатами попередніх. В результаті вибирається найбільш ефективна модель [6].

Таким чином можлива надати наступні рекомендації щодо остаточного вибору моделі для аналізу втрат електричної енергії.

1. При відсутності обмежень на використання сучасної обчислювальної техніки можуть бути відібрані і прийняті досить складні моделі.

2. При однаковій або приблизно однаковій ефективності ліпше вибрати просту модель. Тут може бути враховано наступну рекомендацію із визначення границь ускладнення моделі. При аналізі її ефективності на ретроспективному матеріалі розраховуємо чотири параметри: S - дисперсія, D_n - не пояснена частина дисперсії, $D_{об}$ - пояснена частина дисперсії і $D_{н.отн}$ - відносне значення не поясненої частини дисперсії; обумовлене по формулі (у відсотках)

$$D_{н.отн} = \frac{D_n}{D_n + D_{об}} \cdot 100\% \quad (2.3)$$

3. Серед досить ефективних і простих моделей перевагу варто віддати тим, які пояснюють велику частину втрат електроенергії.

Запропонований метод був перевірений в одній з енергосистем. Побудовані деякі функції $F(X)$, що описують залежність звітних втрат електричної енергії в мережах від пояснюючих факторів. Оскільки відомо, що ці втрати електроенергії описуються нелінійною функцією, те перевірено дві моделі:

багатофакторна лінійна модель

$$F(x) = \sum_i a_i \cdot x_j \quad (2.4)$$

багатофакторна експонентна модель

$$\ln(F(x)) = \sum_i a_i \cdot x_j \quad (2.5)$$

При проведенні зазначених розрахунків заздалегідь передбачалося, що всі осередки втрат викликані проблемами, пов'язаними з урахуванням електроенергії.

Тому й проводилися розрахунки вцілому для енергокомпаній, де попередньо були відібрані значимі фактори, а саме:

- дані про перетоки електроенергії; дані про генерування станцій;
- звітні втрати підприємств електричних мереж;
- корисна відпустка електроенергії групам споживачів відповідно до форми 46 ЕС;
- витрати електричної енергії на власні, господарські й виробничі потреби в цілому по Укренерго.

У підсумку, можна вказати, що основні чинники, що впливають на втрати, можна встановити за допомогою багатфакторної лінійної моделі, побудованої на основі аналізу минулих даних за період від 12 до 24 місяців. Запропонований метод дозволяє виділити чотири - п'ять ключових факторів, які мають найсуттєвіший вплив [6].

2.5 Актуальність перевірки вимірювальних трансформаторів струму та напруги, що задіяні у комерційному обліку електроенергії

Типовий вимірювальний комплекс обліку електроспоживання складається з вимірювальних трансформаторів струму (ТС), напруги (ТН) та лічильників. Забезпечити допустиму ймовірність обліку відпущеної або спожитої електроенергії можливо тільки при рівноцінній точності складових системи.

Електричні лічильники. Перевірка більш 1100 індукційних лічильників показала, що вони мають низьку метрологічну надійність й виходять за межі класів точності навіть протягом часу міжперевірочного інтервалу. Із загального числа перевірених лічильників 50% однофазних й 25% трифазних мали похибку зі знаком "мінус" у 2,5 - 5 разів більше нормованої. Якщо приймати для оціночного розрахунку в середньому 3-разове перевищення, то одержимо середнє значення систематичної похибки всіх однофазних лічильників $= -0,5 \cdot 3,0 = -1,5$ від. од., а трифазних $= -0,25 \cdot 3,0 = -0,75$ від. од.

Останні роки принесли значний розвиток використання мікропроцесорної техніки у вимірювальних приладах та комплексах для обліку електричної енергії. Це призвело до широкого застосування електронних лічильників, які замінили традиційні індукційні пристрої. Електронні лічильники мають численні переваги, включаючи можливість реєстрації відключень, функції мультиметра, можливість проведення багатозонного обліку. Проте, найважливішою перевагою є їх висока точність, навіть при невеликих навантаженнях на струмових ланцюгах, а також мінімальне споживання електроенергії в ланцюгах напруги. Значущість цих переваг підкреслюється тим, що населення тенденційно зменшує споживання електроенергії. Крім того, використання електронних лічильників покращує точність вимірювальних трансформаторів напруги.

Сьогодні тема лічильників практично вирішена: споживач і енергопостачальні компанії отримали сучасні високоточні прилади із класом точності 0,2-1,0 [7].

Трансформатори струму. Більш складними виглядають проблеми із використанням трансформаторів струму як приладів, до яких пред'являються конкретно й точно визначені вимоги Державної системи стандартизації й метрології. Відповідно до п. 9.7 «Правил технічної експлуатації електричних станцій та мереж» передбачається обов'язкова перевірка засобів вимірів, а вимоги «Державного реєстру засобів вимірювальної техніки, допущених до застосування в Україні» встановлюють чотирьохрічний перевірочний цикл ТС. Якщо в енергопостачальних компаніях діють лабораторії із ремонту лічильників з наступною їх державною перевіркою, то перевірка ТС на сьогодні - питання не зовсім вирішене. Причина у тому, що, по-перше, їх демонтаж це процес більш складний, ніж демонтаж лічильників, а по-друге, відсутні мобільні перевірочні лабораторії, і по-третє, діє суб'єктивний фактор, що обмежений думкою про те, що ТС прилад надійний і не підлягає перевірці. Сьогодні метрологічні служби при планових роботах як правило перевіряють у кращому випадку тільки коефіцієнт трансформації ТС, чого, як показує досвід, зовсім недостатньо.

Похибки вимірювальних ТС залежать як від зовнішніх факторів - потужності і cosφ вторинного навантаження, значення первинного струму, так й від конструктивних

параметрів самих трансформаторів - розмірів та матеріалу магнітопровода, кількості витків первинних і вторинних обмоток, перетину проводів і т.ін.

Похибки вимірювальних трансформаторів струму при первинному струмі у діапазоні від 100% до 120% від номінального та при номінальному навантаженні відрізняються незначно. Проте, при дуже низьких первинних струмах (менше 20% від номінального), похибки трансформаторів струму можуть демонструвати значний розкид. Якщо потужність навантаження на вторинній стороні перевищує норму, це призводить до суттєвого зростання похибок вимірювання струму трансформаторів. У випадку загального зниження навантаження в енергосистемах може виникнути недооблік спожитої електроенергії через значне збільшення похибок трансформаторів струму при низьких значеннях первинних струмів.

Згідно отриманих даних близько 80 % ТС виходять за межі припустимого класу точності. Ця особливість характерна для недовантажених ТС, а їх сьогодні на комерційних лініях є більшість. Причому, похибки досягають 2 % і більше зі знаком мінус (не на користь постачальника) і у 2-3 рази перевищують нормовані значення за кутом.

Як вихід можливо запропонувати:

Перше, - повна регламентована перевірка ТС, задіяних в розрахунковому обліку, обов'язкова заміна ТС, погрішність яких не відповідають сучасним нормативам.

Друге, - заміна на менші за коефіцієнтом трансформації ТС, що працюють із навантаженням первинним струмом до 25 %, бо в такому режимі у відповідності з ДСТУ 6097:2009 Метрологія. Трансформатори струму. Методика повірки (ГОСТ 8.217-2003, MOD) припустима погрішність складає $\pm 1,5$ % при класі точності приладу 0,5.

Засобами для перевірочних робіт повинні бути перевірочні пункти Державного стандарту, які необхідно організувати у всіх енергопостачальних організаціях.

Витрати, які ми сьогодні несемо при перевірці трансформаторів струму й трансформаторів напруги, мають окупати себе протягом декількох місяців. За умов

установки трансформаторів струму та трансформаторів напруги у споживача витрати на перевірку лягають цілком на нього [8].

Таблиця 2.2 - Втрати, обумовлені похибками обліку

Характеристика діапазону	Втрати	
	відсоток до надходження	відсоток до відпуску власним споживачам
Верхня границя	2,40	3,81
Нижня границя	1,80	2,85
Середнє значення	2,10	3,33
Відхилення від середнього значення	0,30	0,47

Трансформатори напруги. Вимірювальні трансформатори напруги, які навіть цілком відповідають вимогам ДСТУ, вносять істотний вклад в похибку обліку електроспоживання, що пов'язано з недоліками нормування їх метрологічних характеристик, а також із порушеннями вимог стандартів й інших нормативних документів при їх експлуатації.

Необхідно обов'язково проводити перевірку трансформаторів напруги та вимірювати їхнє навантаження в умовах реальної експлуатації. В системах комерційного обліку найпоширенішими є трансформатори напруги в діапазоні від 6 до 35 кВ. Вони використовуються у специфічних умовах мереж з ізольованою нейтраллю. Характеристики похибки трансформаторів напруги значно і чітко залежать від навантаження основної вторинної обмотки або (основних вторинних обмоток).

Зазначена залежність похибки трансформаторів напруги від навантаження може відкрити можливість для недозволеної зміни знака та реального значення цієї похибки. Це можна здійснити шляхом зміни основних вторинних обмоток трансформаторів у межах допустимого навантаження. Таким чином, можливі несанкціоновані зміни

результатів обліку електроенергії. Це може виникнути в залежності від того, чи розглядається електроенергія, яка виробляється, купується, віддається або споживається, а також від приналежності вузлів обліку цієї електроенергії, що може призвести до можливих зловживань.

За результатами проведених перевірок виявлено, що трансформатори напруги, встановлені у вузлах обліку електроенергії, працюють при навантаженні, що перевищує норму, іноді в кілька разів. Це призводить до значного зростання негативної похибки трансформаторів напруги та, в результаті, до суттєвого недообліку електроенергії. Внаслідок цього, втрати несуть виробники, постачальники електроенергії та, врешті-решт, держава.

В даний момент в енергосистемах України та серед великих споживачів електроенергії в експлуатації знаходиться велика кількість вимірювальних трансформаторів струму і напруги, які мають працювати від 25 до 50 років за нормативами ДСТУ EN 61869-3:2017 та ДСТУ 6097:2009. Однак, багато з них вже перевищили цей термін служби, призведши до вичерпання ресурсу надійності. Щодо фактичних значень похибок цих вимірювальних трансформаторів струму і напруги, а також їхнього загального технічного стану, можна лише припускати.

На практиці виявляється, що багато трансформаторів напруги працюють не в межах встановленого класу точності через їх перевантаження. Наприклад, трансформатор напруги типу НТМИ-10-0,66 з класом точності 0,5 призначений для навантаження до 120 ВА. Проте, підключення до нього 5-7 пар індукційних лічильників може вивести його за межі нормованого класу точності [7, 8]. Організація періодичної перевірки вимірювальних трансформаторів до 35 кВ в умовах стаціонарних перевірочних лабораторій можлива, але вимагає вирішення організаційних питань щодо тимчасового виведення з експлуатації та транспортування до місця перевірки, а також створення в енергосистемах відповідних обмінних фондів для заміни трансформаторів.

Нормативне регулювання метрологічних характеристик вимірювальних трансформаторів напруги і струму не відповідає стандартам ДСТУ, що може призвести до значних втрат та спотворення результатів обліку електроенергії. Крім того, це може призвести до збільшення кількості та складності операцій перевірки цих вимірювальних трансформаторів.

Необхідно здійснити організацію на місцях експлуатації контролю режимів роботи засобів вимірювання, які використовуються для обліку електроенергії, та привести ці режими роботи у відповідність до вимог ДСТУ EN 61869-3:2017, ДСТУ 6097:2009 та інших нормативних документів.

2.6 Нормування втрат електричної енергії

2.6.1 Основні проблеми нормування втрат електричної енергії

Нормування втрат є засобом організаційного впливу на енергопостачальні компанії з метою стимулювання їх до впровадження економічно обґрунтованих заходів для зменшення втрат. Це спрямовано на зниження темпів росту тарифів на електроенергію. У зв'язку з природною монопольністю сектору енергопостачання і неможливістю ефективного використання ринкових механізмів для зниження тарифів, такий стимул є необхідним.

Нормативи визначають розрахункові значення витрат матеріальних ресурсів, які використовуються для планування та управління діяльністю підприємств. Вони повинні бути науково підтверджені, прогресивні та піддаватися періодичному оновленню відповідно до організаційно-технічних змін у виробництві. Нормативи поділяються на перспективні та поточні. Для їх встановлення застосовуються три методи: аналітико-розрахунковий, дослідно-виробничий і звітно-статистичний.

Аналітико-розрахунковий метод є найбільш прогресивним і науково обґрунтованим. Його основа - це поєднання точних техніко-економічних розрахунків з аналізом умов виробництва та потенційних можливостей економії матеріальних ресурсів. Дослідно-виробничий метод застосовується тоді, коли не можна провести

прямі технічні розрахунки, і норми виводяться на основі результатів експериментів. Звітно-статистичний метод є менш обґрунтованим. Норми на наступний плановий період встановлюються на основі даних звітності та статистики про споживання матеріалів за попередній період [9].

На сучасному етапі реформування та подальшого розвитку електроенергетики України, нормування втрат електроенергії набуває важливого значення для планування бюджетів енергопостачальних компаній, підприємств електричних мереж та розподільних мережевих компаній через встановлення так званого тарифу (плати) за послуги з передачі електричної енергії.

Для енергопостачальних організацій, розподільних мережевих компаній та муніципальних електричних мереж можна розглядати "технологічні втрати електроенергії при її транспортуванні" як одну з категорій матеріальних витрат. При цьому важливо, щоб ці втрати були обґрунтовані, мали економічне обґрунтування та були документально підтверджені. Важливим умовою є те, що ці втрати пов'язані з діяльністю, спрямованою на отримання прибутку.

Норматив втрат електроенергії має бути розглянутий у розрізі трьох рівнів напруги: ВН (110 кВ і вище), СН (35-6(10) кВ) та НН (0,4 кВ). Цей норматив представляє собою суму технічних втрат електроенергії, які підтверджені розрахунками, і припустимого невеликого нерівноваги у розподілі електроенергії в електричних мережах, не враховуючи ефекту впровадження економічно обґрунтованих заходів для зниження втрат електроенергії.

Поскілки на стадії розробки нормативу втрат електричної енергії на наступний рік, як правило невідомі обсяги інвестицій та очікуваний ефект від запровадження заходів щодо зниження втрат, то цей ефект можна врахувати у вигляді:

$$\Delta W_H = (\Delta W_T + НБД)(1 - \delta W_{МСП}) \quad (2.7)$$

де ΔW_T - річні технічні втрати електроенергії в мережі, що включають у себе витрати електроенергії на власні потреби підстанції, тис. кВт-год;

$НБ_{Д}$ - річний припустимий небаланс електроенергії в мережі;

$\delta W_{МСП}$ - середньорічний за останні 2-3 року питомий ефект від упровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергопостачальної організації, у частках від річних технічних втрат.

Нормативні абсолютні втрати електричної енергії в електричній мережі представляють собою суму розрахункових технічних втрат та допустимого невідповідності, яка виникає внаслідок нормованої похибки вимірювань електроенергії. Цей показник також враховує допустимий рівень невнесених платежів за електроенергію від побутових споживачів, а також похибки при розрахунках технічних втрат[3].

Фактичний небаланс електричної енергії по визначенню дорівнює комерційним втратам, що віднесені до відпустки електроенергії в мережу.

$$НБ_{\delta} = \pm \sum_{i=1}^{n_0} \delta_{oi}^2 \cdot d_{oi}^2 + \sum_{j=1}^{n_n} \delta_{nj}^2 \cdot d_{nj}^2 \quad (2.8)$$

де δ_{oi} δ_{nj} - сумарна відносна похибка i -го (j -го) вимірювального комплексу, що складається з трансформатора напруги, трансформатора струму і лічильника, що вимірює відпущену в мережу (спожиту) електроенергію, d_{nj} частка електроенергії, відпущеної (спожитої) через i -й (j -й) вимірювальний комплекс; n_0 – число вимірювальних комплексів, що враховують електроенергію, відпущену в електричну мережу; n_n - число вимірювальних комплексів, що враховують спожиту (корисна відпустка) електроенергію.

Фактичний небаланс електричної енергії в електричних мережах не повинен перевищувати його припустиме значення, тобто повинне виконуватися співвідношення:

$$НБ_{\phi} \leq НБ_{\delta} \quad (2.9)$$

$$\Delta W_{норм} = \Delta W_m + НБ_{\delta} \cdot W_{oc} \quad (2.10)$$

W_{oc} - електроенергія, відпущена в електричну мережу.

Нормативні відносні втрати електроенергії

$$\Delta W_{\text{норм}} = (\Delta W_m / W_{oc} + HB_\delta) \cdot 100\% \quad (2.11)$$

Припустимі комерційні втрати електроенергії

$$\Delta W_{\text{кодн}} = HB_\delta \cdot W_{oc} \quad (2.12)$$

Існують два види норм: перспективні та поточні. Для встановлення цих норм в практиці застосовуються три методи: аналітико-розрахунковий, дослідно-виробничий та звітно-статистичний.

Аналітико-розрахунковий метод є найбільш прогресивним і науково обґрунтованим. Він базується на комбінації точних техніко-економічних розрахунків з аналізом виробничих умов та потенційних можливостей економії матеріальних ресурсів. Дослідно-виробничий метод використовується у випадках, коли неможливо здійснити прямі технічні розрахунки, і норми визначаються на основі результатів експериментів. Звітно-статистичний метод є найменш обґрунтованим. Норми на наступний плановий період встановлюються на основі даних звітності та статистики щодо витрат матеріалів за попередній період [9].

2.6.2 Основи аналітико-розрахункового методу щодо нормування втрат електричної енергії

Нормування втрат електричної енергії являє собою процедуру поступового, щорічно, жорсткого рівня втрат, що включаються в тариф, метою цього заходу є зниження їхнього рівня до економічно обґрунтованого. Ступінь цієї жорсткості визначається за основою аналізу можливостей реалізації у планованому періоді заходів щодо зменшення втрат. Динаміка щорічного зменшення нормативу втрат ілюструється рисунку 2.4.

Існують два можливих способи встановлення нормативу. У першому випадку, норматив визначається на основі рисунка 2.4 як знижене значення втрат у базовому році. Ступінь зниження кожної компоненти встановлюється в залежності від тривалості періоду (в роках), протягом якого планується досягнення рівня

перспективного нормативу. Важливо враховувати, що тривалості цих періодів можуть мати різні значення для кожної компоненти.

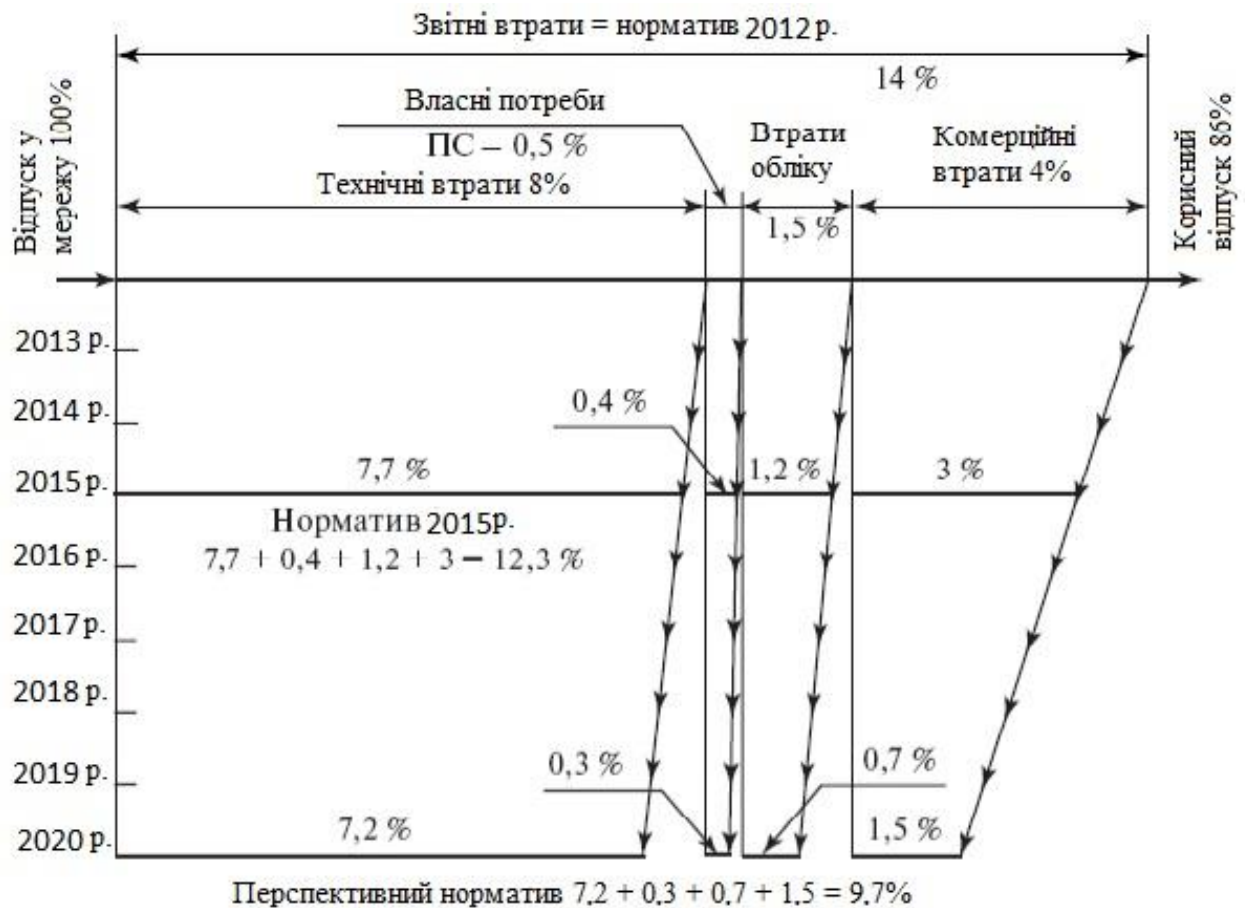


Рисунок 2.4. - Динаміка зниження нормативу технічних втрат електричної енергії

У другому способі, у перший рік роботи АТ-енерго з прозорою структурою втрат, норматив встановлюється на основі фактичного рівня втрат у звітному році. В цьому випадку, пропонується відвести частину коштів, одержуваних енергопостачальною організацією від реалізації електроенергії (наприклад, 1%), для цільового фінансування заходів зі зниження втрат. План проведення цих заходів повинен бути схвалений разом з установленням тарифу. Заходи щодо зниження втрат охоплюють ті заходи, які виправдовують свої витрати шляхом зниження втрат протягом прийнятного терміну (наприклад, не більше 4 років). Розрахункове зниження

втрат внаслідок проведених заходів використовується для скорочення нормативу на наступний рік. У випадку серйозних порушень енергопостачальною організацією правил цільового використання цих коштів, норматив буде зменшено у вищій мірі на наступний рік. Цей підхід гарантує ефективну реалізацію заходів щодо зниження втрат, оскільки вирішує питання щодо їхнього фінансування.

Оцінка технічних втрат є важливим завданням для контролюючих органів, адже це включає в себе велику кількість компонентів, для оцінки яких потрібні спеціалізовані електротехнічні знання. У таких ситуаціях дуже корисними є нормативні характеристики технічних втрат (НХТУ), які відображають залежність втрат від основних факторів, що впливають на їхнє значення (таких як відпуск електроенергії власній мережі, надходження енергії від власних станцій, міжсистемні перетоки тощо). Ці характеристики розробляються на основі різних сценаріїв розрахунків технічних втрат. Параметри НХТУ виявляються досить стійкими, і отже, одного разу розраховані, перевірені фахівцями, узгоджені та схвалені, вони можуть використовуватися протягом тривалого періоду - до тих пір, поки не відбудуться суттєві зміни в мережевих схемах. При поточному рівні розвитку мережевої інфраструктури, нормативні характеристики, розраховані за поточними схемами, залишаються актуальними протягом 5-7 років. При цьому похибка в їхній оцінці не перевищує 4-6%.

Комерційні втрати в нормативних характеристиках також виражаються у постійному числі (відсоток відпустки електроенергії в мережу), значення якого погоджується з контролюючою організацією. Рівень комерційних втрат у конкретній енергопостачальній організації визначається шляхом віднімання розрахованого значення технічних втрат від фактичних втрат [9].

2.6.3 Принципи нормування втрат електричної енергії в електричних мережах

Норматив загальних втрат електроенергії можна визначити як суму нормативів чотирьох складових, кожна з яких має свою власну природу і, отже, потребує окремого підходу до визначення прийнятного (нормального) рівня протягом визначеного періоду. Кожен норматив складової повинен бути визначений на основі аналізу фактичного рівня та можливостей реалізації виявлених потенційних її знижень.

У кожній з чотирьох складових втрат існує своє оптимальне значення, яке відповідає мінімізації цільової функції, що враховує вартість втрат і витрати на їх зниження.

У випадку відсутності у користувачів перспективного нормативу (повноцінні розрахунки резервів зниження втрат є доволі складним завданням) доцільно встановити у директивному документі експертні значення, які рекомендують, коефіцієнти зниження кожної складової. Такого документа в цей час не існує. Більше того, комерційні втрати у цей час не включаються в норматив.

Багато публікацій і офіційних документів надають визначення нормативу втрат, які далекі від чіткої фізичної основи виникнення різних компонентів втрат і не можуть служити основою для цілеспрямованої технічної політики щодо енергозбереження. Наприклад, "норматив втрат є розраховане значення технічних втрат", або аналогічний визначення, але з урахуванням похибок обліку. Помилковим у таких визначеннях є, з одного боку, виключення комерційних втрат з нормативу, хоча вони є такою ж об'єктивною частиною загальних втрат, як і технічні втрати. З іншого боку, ці визначення припускають, що фактичний рівень технічних втрат є нормальним, що є невірним.

Якщо енергопостачальні організації не виявляють розуміння проблеми комерційних втрат з боку регулюючих органів, то для них не буде вигідним відкрито розголошувати справжню структуру втрат, і норматив втрат може бути встановлений на підставі суб'єктивних оцінок. Для подолання цього бар'єра рекомендується використовувати практику, за якої на момент "розкриття" фактичної структури втрат у тариф включається весь їхній фактичний рівень. При цьому пропонується витратити

певну частину одержуваних коштів з метою спрямування їх на проведення заходів щодо зниження найбільш суттєвих компонентів втрат. План проведення цих заходів погоджується разом із затвердженням тарифу. У сучасних умовах найбільш суттєвими, ймовірно, є комерційні втрати.

Прогнозні втрати розраховуються для обґрунтування включення їх розміру до тарифів на електроенергію. Решта частини втрат включається до тарифу для власних споживачів.

Втрати від транзитних потоків становлять невелику частину загальних втрат у мережах - зазвичай не більше 15%. Вимоги до "рівнопотужних" розрахунків призводять до необґрунтованого застосування більш складних методів для оцінки цих 15% втрат, в той час як більш прості методи можуть бути використані для оцінки 85% решти втрат. Отже, методологія розрахунків всіх компонентів втрат при обґрунтуванні тарифів повинна бути однаковою, і довіра до їхніх результатів повинна будуватися на рівні зрозуміння працівниками контролюючих організацій, які можуть і не повинні мати спеціальної освіти у галузі електротехнічних розрахунків. Використання результатів "прямих розрахунків" втрат на етапі узгодження тарифів є нераціональним, оскільки оцінити їхню правильність може лише обмежена кількість фахівців. На відміну від цього, оцінка об'єктивності обґрунтування втрат на основі нормативної характеристики (НХВЕ) доступна працівникам будь-якої спеціалізації.

Висновки до розділу

1. Поточна практика нормування втрат електроенергії не відповідає основній меті нормування - систематичного зниження втрат до економічно обґрунтованого рівня. Це стається через намагання енергопостачальних організацій замаскувати реальну структуру втрат. Це обумовлено нерівноцінним ставленням контролюючих органів до різних компонентів втрат, які, хоча фізично відрізняються, але мають однаково об'єктивний характер (особливо щодо комерційних втрат). Крім того,

контролюючі органи виявляють недовіру до розрахунків втрат, які проводяться методами, що є для них "непрозорими".

2. Подання технічних втрат у прозорому форматі є найбільш важким завданням. Цю складність можна подолати, використовуючи нормативні характеристики втрат, які розроблені на основі докладних схемотехнічних розрахунків мереж різних класів напруги. Аналіз нормативних характеристик повинен відбуватися відкритим чином, з можливістю експертної оцінки з боку організації, яка провела ці розрахунки. Після цього вони повинні бути узгоджені та схвалені відповідно до встановленого порядку.

3. Розрахунки втрат, які використовуються при розробці нормативних характеристик, можуть бути виконані за допомогою будь-яких програм, які відповідають наступним умовам, що сприяють забезпеченню контролю за правильністю представлення схем мереж.

4. Програми для основних мереж мають бути здатні автоматично змінювати режими роботи, залишаючи контроль за правильністю введення лише базового режиму. Програми для радіальних мереж напругою від 6 до 10 кВ і від 35 до 150 кВ повинні також включати в звіти узагальнені параметри мереж, такі як сумарна довжина ліній на перетинах та сумарна потужність трансформаторів і так далі.

РОЗДІЛ 3 МЕТОДИ РОЗРАХУНОКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

3.1. Вихідні дані при розрахунку втрат електроенергії

Втрати електроенергії мають місце у всіх елементах електричної системи: генераторах, трансформаторах, лініях електропередач і т.п. Однак при електричних розрахунках та аналізі електричних систем мають справу не з самими електротехнічними установками, а з їх схемами заміщення.

Схема заміщення елементів електричної системи являє собою певну комбінацію з'єднаних між собою опорів й провідностей. Втрати електричної енергії в опорах та провідностях залежать від струму, який протікає по них, й відповідно до закону Ленца-Джоуля прямо пропорційні квадрату цього струму й часу його проходження по елементу.

Струм в опорах обумовлюється у загальному випадку струмом навантаження, який змінюється в часі. Тому втрати електроенергії в опорах схеми заміщення називають навантажувальними або ще змінними.

Струм у провідностях залежить від підведеної до точки їхнього приєднання напруги, яка практично мало залежить від струму навантаження. Тому й втрати електроенергії в провідностях відносять до втрат холостого ходу або постійних втрат.

Втрачена в мережі енергія виявляє себе у вигляді тепла, що виділяється в струмоведучих та електромагнітних елементах мережі, а також в ізоляційних конструкціях. Її значення може бути визначено за допомогою аналітичних розрахунків на основі відповідних математичних або фізико-математичних моделей. Технічні втрати електричної енергії можна оцінити також за допомогою електричних лічильників втрат.

За вихідні дані для розрахунку втрат електроенергії використовуються:

- схема електричної мережі та параметри її елементів;
- добові графіки струму й напруги на головних ділянках ліній, знятих в дні контрольних замірів;

- електрична енергія, передана по головним ділянкам ліній за певний розрахунковий період;

- дані про навантаження розподільчих трансформаторів (РТ);

Розрахунок втрат електроенергії може проводитися в мережах 6 – 10 кВ при різних видах навантаження РТ:

1. відсутня інформація про навантаження ТП. Визначення навантаження проводиться як правило шляхом розрахунку із розподіленням навантаження на головній ділянці електричної мережі пропорційно номінальній потужності РТ;

2. задається значення струму, вимірюваному в години передбачуваного максимуму навантаження;

3. задається максимальна активна й реактивна потужність навантаження;

4. задається середньодобове споживання електричної енергії, яка розрахована виходячи зі споживання за місяць або (квартал);

5. задається споживання електричної енергії за добу характерного робочого дня;

6. задається максимальне навантаження ТП та номер типового добового графіку навантаження;

7. задаються середньодобове споживання електричної енергії та графік струму за добу характерного робочого дня;

Розрахунок втрат електричної енергії виконується для кожної розподільної лінії електропередач одного ступеня напруги окремо.

Електричні розподільовальні мережі сильно розгалужені. В мережах енергетичної системи вони містять сотні живильних трансформаторних підстанцій напругою 6 – 10/0,38 кВ (ТП). Ці підстанції експлуатуються часто-густо без постійного обслуговуючого персоналу. В таких умовах практично неможливо отримати адекватні графіки навантаження окремих елементів електромережі та скористатися деякими методами розрахунку.

Електричні мережі вказаного класу напруги будуються часто радіальними та працюють, як правило, в розімкненому режимі. Тому й розрахунок втрат

електроенергії в даних мережах зручно вести по ділянкам, які включають одну розподільчу лінію разом із ТП споживачів.

При виконанні електротехнічних розрахунків розподільчих мереж правомірні деякі припущення:

- не враховується зсув фаз між векторами напруги (струму) різних пунктів електромережі;
- електричний розрахунок ведеться за номінальною напругою мережі;
- не враховується провідність ліній електропередач та ін.;

Не дивлячись на ці положення, електричні розрахунки в розподільних мережах все ж залишаються доволі працемісткими через суттєво розгалуженість мережі [10].

3.2 Визначення втрат потужності й електричної енергії в елементах електричної мережі

Втрати електричної потужності виникають у всіх гілках електричної системи та залежать від квадрата сили струму, яка протікає через них. Це особливо стосується симетричних трьохфазних електричних ланцюгів.

$$\Delta P = 3I^2 \cdot R = \frac{S^2 R}{10^3 U_n^2} = \frac{P^2 + Q^2}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot R \quad (3.1)$$

В реальних умовах експлуатації, коли електроенергія передається через розглянутий елемент до десятків або сотень споживачів із різними характеристиками, інші методи розрахунків застосовуються через відсутність необхідної інформації.

Серед них можна виділити наступні:

Метод поелементних розрахунків

Навантажувальні втрати за методом поелементних розрахунків визначають по формулі

$$\Delta W = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \cdot \sum_{j=1}^{T/\Delta t} I_{ij}^2 \quad (3.2)$$

де k - кількість елементів мережі;

T - розрахунковий період;

Δt - інтервал часу між послідовними значеннями струмових навантажень;

I_{ij} - типове навантаження елемента із опором

R_i - в момент часу j .

Для аналізу втрат електроенергії та оцінки гарантованого впливу заходів щодо їх зменшення рекомендується представляти результати розрахунків у вигляді інтервалу (від $\Delta W_{\min}$ до $\Delta W_{\max}$). Цей інтервал обумовлений повнотою та точністю вихідних даних щодо схем і навантажень електричних мереж, а також похибкою методу розрахунку, який використовується.

Для визначення меж інтервалу запропонований наступний підхід:

$$\Delta W_{\min} = \Delta W_p \left(1 - \frac{\Delta}{50} \right) \quad (3.3)$$

$$\Delta W_{\max} = \Delta W_p \left(1 + \frac{\Delta}{50} \right) \quad (3.4)$$

де ΔW_p - розрахункове значення втрат.

$$\Delta = \sqrt{50 / N \cdot T \cdot m} \quad (3.5)$$

де N - кількість вимірів навантаження (за 1 годину); T - розрахунковий період, годин;

m - число елементів [11].

Метод характерної доби

Для визначення навантажувальних втрат за методом характерної доби використовується наступна залежність:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^c \cdot D_{эки} \quad (3.6)$$

де m - число характерних періодів роботи електромережі /літній, зимовий і т.п./, розрахункова втрата за контрольну добу кожного із яких, розраховані по відомим графікам навантаження у вузлах мережі, складають ΔW_{ni}^c , де $D_{эки}$ - еквівалентне число днів i -го характерного періоду.

Розрахунок значень ΔW_{ni}^c виконуємо по графікам навантаження у кожному з вузлів, скоригованих по споживанню електроенергії у вузлі за місяць.

$$D_{эки} = \frac{W_i^2}{W_{ci}^2 \cdot D_i} \quad (3.7)$$

W_i – електрична енергія, відпущена в мережу i -му періоді тривалістю D_i доби,

W_{ci} – електрична енергія, відпущена в мережу за добу, розрахункові втрати за яку склали ΔW_{ni}^c

Число еквівалентних днів

$$D_{эки} = \sum_{j=1}^l D_j \cdot A_j / A_1 \quad (3.8)$$

де l - кількість характерних добових графіків у i -му характерному періоді (робочий день, неробочий день і т.п.);

D_j - число доби у характерному періоді роботи електромережі, на яке поширюється j -й характерний добовий графік;

A_j - сума квадратів ординат j -го характерного добового графіку сумарного навантаження електромережі;

A_1 - сума квадратів ординат добового графіку сумарного навантаження електромережі, що відповідає добі, за яку розраховувалися втрати.

Для методу характерної доби

$$\Delta = \frac{\sqrt{2n \cdot p^2 n_c + 1000}}{n_p n_c} \quad (3.9)$$

де n_p - число режимів, що розраховуються для добового графіку; n_c - кількість діб, за які розраховуються режими [11].

Метод характерних режимів

Навантажувальні втрати за методом характерних режимів розраховують по формулі

$$\Delta W = \sum_{i=1}^m \Delta P_i \cdot t_i \quad (3.10)$$

де ΔP_i - навантажувальні втрати потужності в мережі в i -му режимі, який триває t_i годин; m - число режимів.

Для цього методу

$$\Delta = \frac{\sqrt{4n^2 + 2000}}{n} \quad (3.11)$$

Де n - число режимів, що розраховуються на протязі року [11].

Метод часу найбільших втрат τ

Для розрахунку у цьому випадку використовується формула

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \cdot \tau \quad (3.12)$$

де $\Delta P_{\max}$ - втрати потужності у режимі максимального навантаження електричної мережі, які знаходимо за формулою:

$$\Delta P_{\max} = 2 \cdot \left(\frac{I_{mn}}{2} \right)^2 \cdot 3r_{mn} \quad (3.13)$$

де $I_{\max}$ - максимальний струм в ел. мережі (із врахуванням втрат у трансформаторах).

Метод середнього навантаження

Розрахунок ведеться згідно формули

$$\Delta W_{\pi} = \Delta P_{\pi} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T \quad (3.14)$$

ΔP_{π} - втрати потужності в ел. мережі при середніх навантаженнях вузлів (або в мережі в цілому) за час T ;

k_{ϕ} - коефіцієнт форми графіка;

$$k_{\phi}^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2 \quad (3.15)$$

Ми можемо використовувати цей метод у випадку наявності добового графіка споживання електроенергії для визначення коефіцієнта заповнення (k_3) та розрахунку втрат потужності в мережі при середніх навантаженнях [12].

Для розімкнених мереж напругою 6-35 кВ наразі доступні дані лише щодо навантаження на основних ділянках кожної лінії, представлені у формі електроенергії або струму. Щодо електричних мереж, інформація обмежується епізодичними вимірами загального навантаження у вигляді фазових струмів і втрат напруги в мережі. З урахуванням різних призначень мереж і обмеженостей інформації, рекомендуються наступні методи розрахунку.

Метод поелементного розрахунку рекомендований переважно для окремих ліній та трансформаторів, де втрати значно залежать від транзитних перетоків. Метод характерних режимів використовується для розрахунку втрат в системоутворюючих та транзитних мережах, за умови наявності телеінформації про навантаження мережі, яка періодично надходить до обчислювального центру енергосистеми. Обидва методи, як поелементного розрахунку, так і характерних режимів, ґрунтуються на оперативних розрахунках втрат потужності в мережі або її складових. Метод характерної доби і числа найбільших втрат може застосовуватися для оцінки втрат в мережах напругою 6-35 кВ.

Метод середніх навантажень застосовується при наявності відносно однорідних графіків навантаження вузлів і рекомендується переважно для розімкнених мереж. Цей

метод ефективний у випадку, коли є дані про електроенергію, що передається через головні ділянки мережі протягом конкретного періоду. Враховуючи відсутність інформації щодо навантаження вузлів мережі, вважається, що вони мають однорідний характер.

Усі методи, які використовуються для обчислення втрат при високих напругах за умови наявності відповідної інформації, застосовні для оцінки втрат у мережах з більш низькими напругами [10, 11].

3.3 Імовірнісні методи, які використовуються в задачах розрахунку втрат електричної енергії

При експлуатації електроенергетичної системи не завжди необхідно проводити детальний поелементний аналіз мережі. В розподілі втрат електроенергії між різними структурними підрозділами системи, формуванні квартальних і місячних планових показників, визначенні основних напрямків зменшення втрат у кожному підрозділі та інших подібних випадках зручніше використовувати узагальнені техніко-економічні показники втрат електроенергії, які отримані на основі імовірнісно-статистичних оцінок.

Основна ідея імовірнісного підходу до оцінки полягає в наступному. Оскільки врахувати значення усіх параметрів, які впливають на величину втрат електроенергії в кожній схемі, є неможливим, ці параметри розподіляються на дві категорії: не випадкові і випадкові. Припускається, що зміни значень від схеми до схеми визначаються лише зміною параметрів першої категорії, тоді як параметри другої категорії призводять лише до випадкових коливань. Таким чином, при підсумовуванні втрат в окремому регіоні або в енергетичному об'єднанні явним чином враховуються значення не випадкових параметрів для кожної схеми, а вплив випадкових параметрів усереднюється.

Отже, для впровадження імовірнісного підходу до оцінки втрат слід визначити параметри, що впливають на величину енергетичних втрат. Потім ці параметри слід

розподілити на не випадкові і випадкові, визначити величину технічних втрат електроенергії в розглянутій схемі за допомогою детермінованих методів і узгодити їх функціонально чи статистично з не випадковими параметрами. Випадкові параметри можна ігнорувати, оскільки відповідно до законів математичної статистики, таких як центральна гранична теорема і закон великих чисел, їхній вплив на значення втрат при підсумовуванні втрат у безлічі схем мережі є незначним.

При розробці визначальних параметрів має сенс використовувати вже узяті нами систему класифікації мереж. Для встановлення взаємозв'язку між не випадковими параметрами схеми та технічними втратами електроенергії застосовують математичний апарат теорії ймовірностей, математичної статистики, теорій подібності та інших. Для визначення коефіцієнтів шуканих кореляційних, регресійних або емпіричних залежностей застосовують стандартні алгоритми та програми.

Ці методи особливо ефективні у розподільних мережах. У цьому типі мереж виникає необхідність у складному централізованому зборі, обробці та зберіганні обширних обсягів даних щодо конфігурації, конструктивних та режимних параметрів через значну кількість схем. У сучасних енергосистемах це число може сягати десятків тисяч. Основними характеристиками випадкової величини X є математичне очікування (середнє значення) і середньоквадратичне відхилення m_x .

$$\delta_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - m_x)^2}{n - 1}} \quad (3.16)$$

де x_i - значення величини X ; n — кількість значень.

Для характеристики тісноти лінійного зв'язку між 2-ма випадковими величинами X і Y використовують коефіцієнт кореляції

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - m_x) \cdot (y_i - m_y)}{\delta_x \cdot \delta_y \cdot (n - 1)} \quad (3.17)$$

який може приймати значення у діапазоні ± 1 . Чим ближче r_{xy} до 1 або -1, тим істотніше пов'язані між собою величини X та Y і з'являється можливість виявити регресійну залежність

$$Y = a \cdot X \quad (3.18)$$

де a – коефіцієнт пропорційності.

Метод найменших квадратів. Вибір найкращого значення коефіцієнту a залежить від того факту, що ми домовимося вважати найкращим. Можливо вибрати коефіцієнт a таким чином, щоб середнє відхилення величин $a \cdot x_i$ від y_i було мінімальним. Також можливі й інші способи. На практиці найбільш часто використовують так званий метод найменших квадратів, у якому найкращим вважається коефіцієнт, який забезпечує мінімум суми квадратів відхилень,

$$F = \sum_{i=1}^n (y_i - a \cdot x_i)^2 \rightarrow \min \quad (3.19)$$

Єдиним обґрунтуванням такого розуміння найкращого коефіцієнту є те, що отримана при цьому залежність є найбільш ймовірною (тобто і є математичним очікуванням залежності) у випадку, якщо ж величина Y розподілена за нормальним законом. Для забезпечення умови (3.19) потрібно похідну за коефіцієнтом a прирівняти до нуля:

$$\frac{\partial F}{\partial a} = \sum_{i=1}^n 2(y_i - a \cdot x_i)x_i = 0 \quad (3.20)$$

Тоді коефіцієнт a визначимо за формулою

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n x_i^2} \quad (3.21)$$

В практичних розрахунках, часто-густо, доводиться визначати коефіцієнти залежності випадкової величини Y (результуючої ознаки) не тільки від однієї, а від декількох величин (факторів):

$$Y = a_0 + a_1 \cdot X_1 + a_2 \cdot X_2 + \dots + a_n \cdot X_n \quad (3.22)$$

У цьому випадку для отримання чисельних значень коефіцієнту необхідно розв'язати систему лінійних рівнянь в часткових похідних, порядок якої дорівнює числу самих коефіцієнтів.

Факторний аналіз. Іноді величини $X_1, X_2, \dots, X_n$ можуть бути відомі із фізичних уявлень про їх взаємозв'язок із величиною Y . Часто ж цей зв'язок тільки передбачається. Для виявлення значимих факторів з числа намічених застосовують методи факторного аналізу. Апарат факторного аналізу дозволяє виконувати цю операцію, використовуючи певні критерії, які враховують як коефіцієнти кореляції між факторами, так й частковий внесок кожної із складових рівняння (3.22) у величину Y . Незначущі фактори при цьому відкидаються, а коефіцієнти при факторах, що залишилися, визначаються за допомогою описаного вище методу найменших квадратів.

Випадкові вибірки. Одним з практично значущих завдань, які вирішуються за допомогою теорії ймовірностей, є визначення кількості значень випадкової величини, на основі яких можна здобути її характеристики з заданою точністю та ймовірністю.

У випадку розрахунків втрат електроенергії це завдання може бути вирішене, наприклад, при необхідності визначення загальних втрат у лініях шляхом прямого розрахунку втрат лише для частини з них. У цьому контексті загальну кількість ліній називають генеральною сукупністю, а розрахункову частину - вибіркою. Поставлене завдання формулюється так: визначити мінімальний обсяг вибірки, який забезпечить визначення математичного очікування втрат із заданою точністю і ймовірністю p .

Планування експерименту. Використання методів планування експерименту є найбільш ефективним у випадку, коли математичний опис об'єкта (або явища) є

невідомим або складним для обгляду, і всі параметри (фактори), що впливають на значення функції, відомі. При цьому значення функції легко визначається експериментальним шляхом. Експеримент може бути як фізичним, так і комп'ютерним. У випадку комп'ютерного експерименту значення функції визначається розрахунками за допомогою комп'ютера.

Наприклад, застосування методу планування експерименту можна проілюструвати через аналіз втрат потужності в мережі в залежності від навантажень вузлів. Зазначена залежність включає значну кількість параметрів, таких як всі галузі мережі та навантаження вузлів. Проте для конкретних значень навантажень втрати потужності можуть бути легко визначені за допомогою розрахунків.

Однак для того щоб отримати залежність $\Delta P = f(I_1, I_2, \dots, I_n)$,

де ΔP — струмові навантаження вузлів, необхідно варіювати значення навантажень у всіх вузлах. Кількість сполучень різних значень навантажень може бути як завгодно більшою. Розрахунок величини ΔP необхідно здійснювати для кожного сполучення.

Теорія планування експерименту надає відповіді на питання про те, скільки експериментів слід провести, на яких рівнях слід фіксувати значення змінних під час їх варіювання та в якому порядку слід проводити дослід з мінімізацією їхньої кількості. Проста реалізація методу для однієї змінної, відома як метод Фіббоначчі, виникла на основі закономірностей варіювання, вивчених математиком Фіббоначчі.

Метод же Монте-Карло є універсальним обчислювальним методом для визначення характеристик функцій випадкових величин. Він застосовується у випадках, коли необхідно визначити закон розподілу чи характеристики випадкової величини, інформація про яку є складною для аналітичного обчислення через її складний математичний вигляд, що виключає аналітичне визначення бажаних характеристик.

Практичне використання цього методу полягає в наступному: виконують велику кількість розрахунків (чим їх більше, тим точніше будуть визначені шукані характеристики), кожний з котрих складається у завданні випадкових значень

параметрів $X_1, X_2, \dots, X_n$ та розрахунку значення результуючого параметра Y , що є складною функцією параметрів X :

$$Y=f(X_1, X_2, \dots, X_n)$$

Змінні X повинні приймати значення від одного до іншого експерименту так, щоб їхні закони розподілу відповідали реальним обставинам. Для отримання таких значень використовують відомі алгоритми, які дозволяють генерувати випадкові числа, розподіл яких підпорядкований закону рівномірної щільності. Ці алгоритми застосовуються для отримання випадкових чисел, які слідуєть будь-якому іншому закону розподілу.

Області застосування методів. Методи, які були вище розглянуті, мають широкий спектр застосувань. Зазначені методи дозволяють отримати інформацію про параметр, який залежить від складного комплексу інших параметрів. У багатьох випадках аналітичний вигляд шуканої залежності або взагалі невідомий, або настільки складний, що утруднює подальший аналіз.

У таких ситуаціях використання спрощених методів подання залежностей стає необхідним. При цьому природнім бажанням є вибір оптимального спрощення, яке приносить мінімальну похибку при максимальній простоті та наочності отриманої формули.

Під час вибору методу розв'язання завдання можна керуватися наступними рекомендаціями.

1. Якщо нам відомий ряд значень результуючого параметра і відповідні значення факторів, від яких залежить цей параметр, а також маємо фізичні передбачення щодо форми їхньої залежності (лінійна, квадратична, поліноміальна і т. д.), то оптимальні значення коефіцієнтів цієї залежності можна визначити за допомогою методу найменших квадратів.

2. При використанні методу найменших квадратів передбачається, що будується залежність від усіх врахованих факторів. У практичних випадках може виникнути ситуація, коли ряди значень результуючого параметра і факторів відомі, але неясно, чи

всі фактори впливають на результат, і чи варто враховувати їх у спрощеній залежності. Визначення значущих факторів вирішується за допомогою факторного аналізу. Важливим аспектом є те, що цей аналіз оцінює значущість лише лінійного зв'язку. Після вибору значущих факторів (які, як правило, задовольняють умові незалежності), значення коефіцієнтів лінійної залежності параметра від цих факторів визначають методом найменших квадратів.

3. В деяких задачах фактори можуть виявитися тісно залежними один від одного, ускладнюючи їхній роздільний аналіз. Наприклад, при визначенні залежності втрат у конкретній електричній мережі від навантажень вузлів очевидно, що ця залежність буде різною для різних навантажень в інших вузлах. Однак для вирішення таких завдань важливо враховувати взаємний вплив факторів. У таких випадках потрібно обчислити нескінченну кількість можливих комбінацій різних значень факторів. Використання обмеженої кількості обчислень, проведених при обраному наборі комбінацій, не завжди гарантує відображення всієї можливої сукупності комбінацій. У таких ситуаціях ефективним підходом є використання методів планування експерименту, які визначають, які комбінації значень факторів слід розглядати для виявлення характерних закономірностей всієї сукупності.

4. Якщо виникає зацікавленість лише до характеристик результуючого фактора, розгляданого як випадкова величина (наприклад, закон розподілу втрат або її числові характеристики, такі як математичне очікування й середньоквадратичне відхилення), в умовах випадкового характеру параметрів, що визначають значення результуючого фактора, застосовують метод Монте-Карло [13].

Висновки до розділу

У даному розділі був проведений аналіз параметрів режимів та вихідних даних для розрахунку в розподільних мережах. Були розглянуті закони та формули, за якими визначаються параметри елементів схеми. Також був проведений аналіз методів розрахунку втрат потужності й електричної енергії в елементах мережі. Детально

розглянуті області застосування методів за відомими параметрами та залежностями, які необхідно отримати.

РОЗДІЛ 4. ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

4.1 Заходи та методи зниження втрат потужності й електричної енергії

Головною метою впровадження заходів зменшення втрат електроенергії у електричних мережах є досягнення оптимального рівня технічних втрат, враховуючи конкретні умови мережі. Узагальнено всі заходи можливо поділити на дві групи: організаційні, які не вимагають суттєвих додаткових витрат, та технічні, які передбачають витрати на робочу силу, матеріали і кошти. Обґрунтування ефективності конкретного технічного заходу повинно ґрунтуватися відповідним техніко-економічним аналізом.

В якості основних організаційних заходів виділяють наступні:

1. Оптимізація режимів роботи трансформаторів на трансформаторних підстанціях.
2. Економічний розподіл потоків потужностей в неоднорідних замкнених мережах.
3. Оптимізація рівнів робочої напруги в електричних мережах. Забезпечення відповідних рівнів напруги в електричних мережах - максимально допустимого в режимі максимальних навантажень й номінального в режимі мінімальних навантажень, зміна коефіцієнтів трансформації на трансформаторах із ПБВ.
4. Стимулювання споживачів електричної енергії до вирівнювання графіків електричних навантажень.
5. Підвищення рівня експлуатації ел. мережі [9].
6. Вдосконалення системи управління рівнем енергетичних втрат у електричних мережах. Ці заходи включають організацію та створення інформаційно-обчислювальної системи, впровадження системи визначення технічних втрат енергії, оптимізацію та удосконалення системи обліку звітних втрат електроенергії, впровадження системи аналізу комерційних втрат енергії, локалізацію цих втрат, виявлення їхнього характеру та розробку заходів для зниження; створення та впровадження системи зниження втрат електроенергії; оптимізацію експлуатації та розвитку мережі; підвищення кваліфікації персоналу

служб й відділів енергосистеми у частині управління рівнем енергетичних втрат [14].

7. Відключення трансформаторів від мережі у режимах малих навантажень на підстанціях, де встановлено два або більше трансформаторів.

8. Вирівнювання навантаження фаз в електричних мережах напругою до 1000 В.

До основних технічних заходів відносяться наступні:

1. Заміна проводів на лініях електропередач, що є перевантаженими.

2. Заміна перевантажених та встановлення додаткових силових трансформаторів на існуючих підстанціях є доцільним заходом у випадку, коли коефіцієнт завантаження трансформаторів перевищує верхню межу, яка є економічно обґрунтованим завантаженням.

$$k_{3l}^s = \sqrt{\frac{(\Delta P_{x+l} \cdot l - \Delta P_{x+l}) Z_x \cdot T + (P_n + P_\Sigma) \cdot k}{(\Delta P_{x+l} - k_o^2 \cdot \Delta P_{l+1}) \cdot \tau \cdot Z_k}} \quad (4.1)$$

де Z_x Z_k , - питомі витрати на втрати електроенергії відповідно x і k ;

T - час включення трансформатора;

P_n - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних, вкладень;

k - вартість заміни трансформаторів.

$k_0 = S_n/S_{n+1}$ - відношення номінальних потужностей силових трансформаторів [11]

4. Підвищення номінальної напруги електричної мережі.

В процесі спорудження мережі іноді доцільно їх будувати в габаритах більш високих щаблів напруги при тимчасовій їхній експлуатації на нижньому щаблі номінальної напруги [9].

5. Оптимізація розвитку й побудови електричної мережі. Ця група заходів включає в себе розвиток системоутворюючої мережі по оптимальним планам; оптимізацію побудови розподільчої мережі й скорочення радіусу її дії в міру росту електроспоживання [7].

4.1.1 Оптимізація режимів роботи силових трансформаторів на підстанціях

На підстанціях, які живлять споживачів першої та другої категорій, а також на районних підстанціях енергосистеми, зазвичай встановлюють не менше двох трансформаторів.

Під час провалів у добовому та річному графіках навантажень є доцільним відключати частину трансформаторів у випадку, коли існує система автоматичного відновлення (ABR) на вимикачах відключених (резервних) трансформаторів. Це сприяє зменшенню втрат потужності та енергії через зниження холостого ходу у трансформаторах. Згідно з рекомендаціями Правил внутрішньої електроустановки (ПУЕ) та Правил технічної експлуатації (ПТЕ), з економічних міркувань трансформатори рекомендується відключати протягом не менше ніж 2 годин.

Використання високоякісної холоднокатаної електротехнічної сталі у нових типах трансформаторів суттєво зменшило втрати холостого ходу. Таким чином, відключення цих трансформаторів під час провалів навантаження не є так ефективним. Більш доцільним є їх паралельна робота, особливо при значних розбіжностях у номінальних потужностях, напругах короткого замикання чи регулювальних відгалуженнях. В таких випадках рекомендується використовувати роздільну експлуатацію, зокрема, відокремлення частини навантаження за допомогою секційного вимикача при наявності автоматичного відновлення (ABR) [15].

4.1.2 Розмикання замкнутих електромереж в оптимальних точках

Операції з замкнутою конфігурацією розподільної мережі, яка складається з неоднорідних контурів, формованих лініями та трансформаторами різних номінальних напруг, можуть викликати зростання втрат потужності та енергії, зниження рівня напруги і втрат балансу між активною та реактивною потужністю в системі. Крім того, перехід від розімкнутих мереж до роботи з замкненими схемами потребуватиме значних витрат на модернізацію комутаційних пристроїв, релейного захисту, автоматики, прокладання та посилення сполучних перемичок тощо. У зв'язку з цим визнається перевага роботи з розімкнутими схемами на певному етапі

розвитку мережі. Розподільні мережі напругою 6-10 кВ і нижче мають схеми, які можуть бути радіальними або петлевими.

Оперуючи за розімкнутими схемами, їх мета - знаходження оптимального місця для розмикання. З метою забезпечення надійного та безперебійного електропостачання передбачено резервування живильних і розподільних ліній за допомогою відповідних резервних перемичок і автоматичних засобів.

Для ефективного впровадження розімкнутих режимів розподільної мережі щорічно, до початку осінньо-зимового піку навантаження, або навіть кілька разів на рік, персонал електромережі розробляє так звану "нормальну схему експлуатації". Ця схема включає визначені точки для розмикання петель та умови роботи пристроїв релейного захисту та автоматики.

У самому загальному вигляді завдання формулюється у такий спосіб.

Припустимо, що наша мережа, що містить L контурів і m відгалужень. Позначимо

порядкові номери контурів безліччю N , а відгалужень - M . Множини N і M в свою чергу складаються із підмножин $N=\{N', N''\}$ й $M=\{M', M''\}$, де $N'=\{N_1, N_2, \dots, N_L\}$ утворюють групу контурів, які мають бути розімкнуті, а $M'=\{M_1, M_2, \dots, M_k\}$ — кола, які по технічних умовах в принципі можуть відключатися для розмикання N' контурів. Підмножини N'' й M'' — це контури, які за технічними умовами не можна розмикати. Завдання полягає в тому, щоб досягти мінімуму цільової функції — приведених витрат на передачу електричної енергії, тобто $Z(N_j, M_i) = \min$, де й $N_j \in N$ і $M_i \in M$.

До складу цільової функції включаються вартість втрат електроенергії, фактори,

обумовлені надійністю та якістю напруги.

Визначення витрат, які було наведено в такому загальному вигляді, пов'язане з певними труднощами, оскільки вимагає знання графіків навантажень підстанцій та оцінки надійності та якості напруги. Однак для спрощення завдання можна врахувати фактор надійності в технічних обмеженнях без значної втрати точності рішення.

Наприклад, можна встановити умову, що розмикання контурів проводиться на шинах станцій, які живлять найвідповідальніших споживачів (1-й або 2-й категорії). Ці розмикання фіксуються до проведення оптимізації, а відповідні контури переводяться у підмножини N'' і M'' .

При пошуку оптимальних розмикань контурів, спрямованих на мінімізацію втрат потужності та енергії в мережі, досягнення більш високих рівнів напруги у точках розподілу мережі стає можливим. З цієї причини, показник якості напруги може бути виключений зі складу цільової функції та враховуватися через показники технічних обмежень.

Крім того, якщо припустити, що конфігурація добового графіка підстанцій розподільної мережі є приблизно однорідною, можна замість мінімізації вартості втрат енергії, спрямувати зусилля на мінімізацію втрат потужності, що відповідає режиму максимальних навантажень.

Алгоритм розрахунку виглядає таким чином.

1. На основі попереднього аналізу характеру споживачів електроенергії виділяються найбільш важливі з них, на живильних шинах котрих фіксують точки розмикання певних контурів з міркувань забезпечення надійності електропостачання.

2. З множини N та M виділяються підмножини N'' і M'' .

3. Здійснюється розрахунок потокорозподілу у мережі з активними опорами. Приймається, що індуктивні опори гілок дорівнюють нулю.

4. Точки потокорозподілу у контурах, що залишилися, N' будуть відповідати їхнім оптимальним точкам розмикання мережі.

5. Перевіряються технічні обмеження. При їх відсутності завдання вважається вирішене. У випадку їх наявності, точки розмикання переносять по відгалуженнях підмножини M' таким чином, щоб забезпечити вирішення завдання у межах вказаних обмежень.

В даному завданні досягнутий ефект визначається в процесі оптимізації фактом зниження втрат потужності й електроенергії.

При використанні розмикання контурів у розподільних мережах виникає обов'язковий розподіл потужностей у живильній мережі вищої напруги. Отже, при оптимізації нормальних точок розмикань у розподільних мережах розумно враховувати елементи техніко-економічних показників живильної мережі вищої напруги у цільовій функції.

У випадку однорідної мережі приймається, що оптимальний розподіл є природним розподілом. Для його визначення вихідну схему приводять до однорідного стану, відповідно підбираючи реактивні опори. При цьому дотримуються дві умови: відношення X / R для паралельних відгалужень повинні бути однаковими, і втрати реактивної потужності в перетвореній схемі дорівнюють втратам у вихідній схемі.

Іноді точки розмикання можуть відрізнятися для активної та реактивної потужності. У такому випадку необхідно порівняти втрати при розмиканні для кожної з них і вибрати оптимальну. Зазвичай це стосується сусідніх точок мережі.

Оптимальні точки розмикання можуть відрізнятися для режимів максимальних та мінімальних навантажень. У випадку, коли немає можливості оперативно змінювати точки розмикання впродовж доби, вибір роблять на користь точки, яка забезпечує мінімальні втрати протягом доби.

4.1.3 Оптимізація рівня робочої напруги мережі

Основною метою регулювання напруги є забезпечення допустимих відхилень напруги для споживачів, які приєднані до мереж напругою 6 - 10 кВ. Це зазвичай допомагає знизити втрати електроенергії в мережі, особливо при використанні трансформаторів РПН в Центрах живлення (ЦЖ) мереж напругою 6 - 10 кВ.

Якщо відкинути статичні характеристики навантаження, хвильовий характер та розподіленість параметрів у лінії, а також вплив теплового опору навантаження на активний опір, можна визначити, що із збільшенням напруги на величину $\Delta U\%$ втрати потужності в опорах мережі зменшуються, тоді як в провідностях вони збільшуються пропорційно квадрату напруги.

Кількісну зміну значень навантажувальних втрат потужності при певних відхиленнях напруги від номінальної можна оцінити за виразом

$$\Delta P_k \% = 1 - \frac{1}{\left(1 \pm \frac{\Delta U_{\%}}{100}\right)^2} \quad (4.2)$$

втрат холостого ходу

$$\Delta P_x \% = \left(1 \pm \frac{\Delta U_{\%}}{100}\right)^2 - 1 \quad (4.3)$$

Тут знак «+» відповідає збільшенню, а знак «-» зменшенню рівня напруги порівняно із номінальним.

Урахування статичних характеристик та теплового впливу навантаження трошки ускладнює ситуацію, проте відзначені закономірності залишаються актуальними. Згідно з "Правилами улаштування електроустановок", допускається збільшення робочої напруги мережі на 20% понад номінальний рівень у мережах до 35 кВ включно.

Втрати холостого ходу в трансформаторах залежать від напруги, яка підведена до їхніх відгалужень, а не від рівня напруги в мережі загалом. Регулюючи відгалуження трансформаторів відповідно до поданої до них робочої напруги, можна утримувати втрати холостого ходу в трансформаторах на стабільному рівні.

Загалом, можна визначити, що підтримка робочої напруги в мережі на максимально допустимому рівні має сенс для забезпечення високої якості напруги та ефективного управління втратами електричної енергії.

Для забезпечення необхідного рівня робочої напруги необхідно розміщувати достатній арсенал регулюючих пристроїв і забезпечувати позитивний баланс реактивної потужності в вузлах мережі. Щодо вимог до якості напруги у споживачів на вторинних шинах трансформаторів, слід прагнути до досягнення напруги в межах 1,05-1,1 від номінального значення для режимів максимальних навантажень і номінального - для режимів мінімальних навантажень. Оптимізацією режимів робочої напруги можна досягти зменшення втрат енергії до 1% від сумарних втрат у системі.

Розрахунок режимів регулювання напруги трансформаторів із системою ПБВ може бути виконаний на основі вимірів відхилень напруги на шинах низької напруги всіх центральних пунктів у режимах максимальних (V') та мінімальних (V'') навантажень, при одночасному реєструванні відповідних відгалужень трансформаторів. Для проведення цих вимірів слід використовувати вольтметри з класом точності не менше 1.0 або спеціальні прилади, які безпосередньо вимірюють відхилення напруги.

Якщо відомі втрати напруги в ел. мережі до найближчого $\Delta U'_b$ й найбільш віддаленого $\Delta U'_y$ РТ, то необхідний діапазон регулювання напруги в ЦЖ може бути визначений по формулі:

$$dm = \Delta U_c + d_n \quad (4.4)$$

де d_n визначають по таблицях в залежності від величини k_{min} й $\Delta U'$

При відсутності даних про втрати напруги в ел. мережах 6 – 10 кВ приймають $dm = 5\%$.

Якщо на одній або на декількох підстанціях встановлено трансформатори без РПН, то діапазон визначають як

$$\Delta d = \frac{\sum_{i=1}^n g_i \cdot (d_{Ti} - d_i)}{\sum_{i=1}^n g_i} \quad (4.5)$$

d_{Ti} , d_i - необхідний та фактичний діапазони регулювання напруги на шинах 6 – 10 кВ i -ї підстанції без РПН;

g_i - експертна оцінка важливості підтримки нормального рівня напруги на i -й підстанції;

Якщо всі споживачі геть однаково реагують на відхилення напруги, то g_i встановлюють пропорційно до споживаної електроенергії [16].

4.1.4 Вирівнювання графіка навантаження електричної мережі

Вирівнювання графіка навантаження мережі здійснюється шляхом застосування до споживачів стимулюючих заходів, які сприяють переносу частини

навантаження на нічні години. Зменшення втрат електроенергії в мережі визначається відповідною формулою

$$\delta W = \Delta W_n \left(1 - k_{\phi 2}^2 / k_{\phi 1}^2\right) \quad (4.6)$$

де індексами 1 й 2 позначені коефіцієнти форми графіків навантаження до вирівнювання й після нього; ΔW_n — навантажувальні втрати в мережі при коефіцієнті форми $k_{\phi 1}$ [11].

Відповідно до (4.6)

$$\frac{k_{\phi 2}^2}{k_{\phi 1}^2} = \left(\frac{1090/T_{\max 2} + 0.876}{1090/T_{\max 1} + 0.876} \right)^2$$

4.1.5 Удосконалення системи обліку втрат електричної енергії

Систему обліку втрат електроенергії в енергосистемі слід організовувати так, щоб за її допомогою можна було ідентифікувати причини фактичного рівня сформованих звітних втрат і визначати оптимальні шляхи їх зменшення. Для цього необхідно налагоджувати належний комерційний облік потоків енергії в межах кожного підрозділу електричних мереж, щоб мати можливість оперативного контролю за звітними втратами.

Комерційний облік потоків енергії сам по собі не може служити інструментом для аналізу або зменшення втрат, оскільки не враховує конкретні причини, які призводять до цих втрат. Таким чином, аналіз звітних втрат, незалежно від розрахункового обліку, не дозволяє визначити, наскільки система обліку потоків енергії відповідає вимогам. Крім врахування втрат енергії через електролічильники, необхідно систематично визначати технічні втрати в мережі аналітичним методом.

Перший етап аналізу втрат енергії включає порівняння звітних та технічних втрат. У разі виявлення значущих розбіжностей у втратах проводиться докладний аналіз для визначення їх причин, і приймаються заходи для їх виправлення.

Для урівноваження відмінностей між звітними та технічними втратами рекомендується вжити наступні заходи:

1. Забезпечити повне охоплення всіх абонентів вимірювальними приладами, виключивши або мінімізуючи систему оплати за електроенергію на основі встановленої потужності електроприймачів.

2. Забезпечити оптимальні умови експлуатації приладів обліку, уникнути перевантажень або недовантажень, установлювати електролічильники в опалюваних приміщеннях або забезпечити їх підігрів.

3. Припинити або мінімізувати випадки крадіжки електроенергії, акцентуючи увагу на усуненні можливостей простих методів впливу абонентів на роботу приладів обліку. Заборонити включення нейтрального провідника в струмовий ланцюг однофазних електролічильників. Під час запірного встановлення лічильників усунути можливість відключення живлення їх паралельних обмоток, шунтування струмових ланцюгів і інших подібних дій.

Необхідно мати методологію аналізу технічних втрат енергії, забезпечуючи урахування того, що облік втрат в електричних мережах виконується персоналом енергосистеми. Остаточний успіх цього підходу залежить від того, наскільки персонал, і особливо його керівництво, висловлює зацікавленість у вдосконаленні обліку. Важливий внесок у підвищення інтересу персоналу грає система матеріального стимулювання за збереження електроенергії та прозорі принципи розподілу цих стимулів. Одним з критеріїв правильності розподілу фінансових стимулів може бути ступінь наближення звітних втрат до економічно обґрунтованого рівня. Важливо зазначити, що звітні втрати не повинні компенсуватися штрафами, накладеними на абонентів за порушення правил кристування електроенергії.

Ще одним критерієм розподілу повинен бути принцип ефективності фондів матеріального стимулювання через використання заходів, спрямованих на зменшення втрат електроенергії [17].

4.1.6 Відключення частини силових трансформаторів у режимах малих навантажень

При роботі із заданим графіком навантаження мінімум приведених витрат на трансформацію відповідає мінімуму втрат потужності у трансформаторі. Тому граничне значення ел. навантаження, при якому доцільне відключення одного із трансформаторів, включених в паралельну роботу, визначається із умови рівності втрат потужності в n і $n-1$ трансформаторах.

Відключення одного із n паралельно працюючих трансформаторів є обґрунтованим у випадку, коли зниження втрат холостого ходу переважає збільшення втрат навантажувальних через перерозподіл сумарного навантаження між меншим числом силових трансформаторів.

Приклад, відключення одного з n однотипних трансформаторів буде доцільно, якщо навантаження підстанції

$$S < S_{ном} \sqrt{\frac{n \cdot (n-1) \Delta P_x}{\Delta P_k}} \quad (4.7)$$

де $S_{ном}$ — номінальна потужність одного трансформатора; ΔP_x і ΔP_k - втрати холостого ходу й короткого замикання.

Якщо ідставляти у формулу замість n послідовно знижуваних на одиницю значень (наприклад, при чотирьох трансформаторах 4, 3 і 2), отримуємо ряд значень S , при яких буде доцільне відключення чергового трансформатора. Як правило, підстанції зводять двохтрансформаторними, у зв'язку із цим по вказаній формулі визначають лише одне значення, при якому доцільне відключення одного з двох наявних трансформаторів.

При кількості n різнотипних трансформаторів для визначення програми їх відключення при зниженні навантаження проводяться розрахунки втрат потужності у трансформаторах при різних значеннях ел. навантаження для випадків роботи всіх трансформаторів та відключенні кожного з них по черзі. Для кожного значення ел. навантаження вибирають варіант із меншими втратами [2].

4.1.7 Вирівнювання навантаження фаз електричної мережі

Характерна особливість режимів електричних мереж до 1000 В полягає в нерівномірному навантаженні фаз, що призводить до збільшення втрат потужності

та енергії. У міських та сільських трифазних мереж з напругою 0,38 кВ існує значна кількість однофазних приймачів, які підключається між однією з фаз і нульовим проводом. Їх підключення, найбільше можливо, розподіляється рівномірно між фазами, але значення струмів I_A , I_B , I_C , тим не менше, залишаються неоднаковими. Нерівномірне навантаження фаз призводить не тільки до збільшення втрат електроенергії у фазах мережі через нерівність, але й створює додаткові втрати через проходження струму по нульовому проводу.

$$I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 \geq 3I_{\varphi}^2 \quad (4.8)$$

Ступінь нерівномірності навантаження по фазах оцінюється коефіцієнтом нерівномірності. Зі збільшенням коефіцієнту нерівномірності навантаження фаз, втрати потужності зростають (рис. 4.1) Якщо меншувати цей коефіцієнт, то знижуються втрати потужності й електроенергії в несиметрично навантажених мережах.

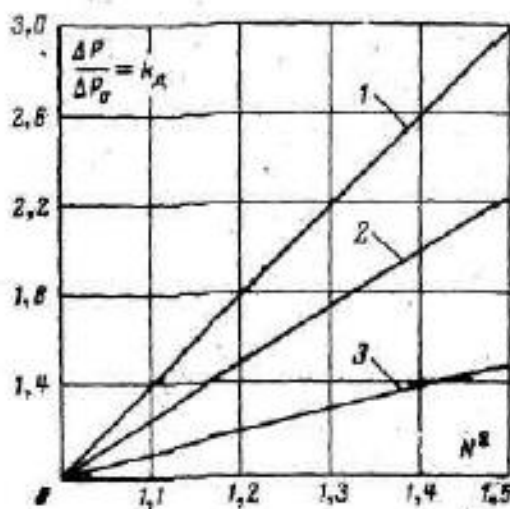


Рис. 4.1 - Залежність втрат потужності в електричних мережах до 1000 В від коефіцієнту нерівномірності навантаження фаз ліній електропередач

- 1 – чотирьохпровідна з нейтральним проводом, де $R_{нп} = 2R_{\phi}$
- 2 – чотирьохпровідна з нейтральним проводом де $R_{нп} = R_{\phi}$
- 3 – трьохпровідна без нейтрального проводу.

Нижче показано спосіб оцінки нерівномірного навантаження фаз мережі, що дозволяє однозначно визначити залежність втрат функції коефіцієнту

нерівномірності. Квадрат коефіцієнту нерівномірності навантаження фаз i -ї ділянки мережі

$$N_i^2 = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{I_{Ai}}{I_{\text{ср}i}} \right)^2 + \left(\frac{I_{Bi}}{I_{\text{ср}i}} \right)^2 + \left(\frac{I_{Ci}}{I_{\text{ср}i}} \right)^2 \right] \quad (4.9)$$

де I_{Ai} , I_{Bi} , I_{Ci} , — фазні струми головної ділянки i -ї розподільчої лінії
 $I_{\text{ср}}$ — середнє значення струму

Збільшення втрат потужності тут оцінюється коефіцієнтом додаткових втрат k_Δ . При цьому розрізняють ймовірнісну несиметрію, що має перемежований характер із більшим завантаженням чи однієї, чи іншої фази, й систематичну несиметрію, при якій мають місце неоднакові середні значення навантажень. Перший вид несиметрії можливі усунути лише спеціальними пристроями із тиристорним керуванням, що перемикають частину навантажень із перевантаженої фази на недовантажену. Систематична ж несиметрія може бути знижена шляхом періодичного (1-2 рази в рік) перерозподілу навантаження між фазами.

Зменшення втрат електричної енергії за рахунок проведення цього заходу в конкретній мережі 0,4 кВ визначають за формулою

$$\Delta W = 0.7 \frac{W}{100} k_{r1} (k_{\text{нер}1} \cdot \Delta U_{\text{max}1} - k_{\text{нер}2} \cdot \Delta U_{\text{max}2}) \quad (4.10)$$

де $k_{\text{нер}1}$ й $k_{\text{нер}2}$ - коефіцієнти нерівномірності для первісного розподілу навантажень по фазам та розподілу їх після вирівнювання; $\Delta U_{\text{max}1}$ і $\Delta U_{\text{max}2}$ - втрати напруги в ел. мережі, у відсотках, до вирівнювання навантаження та після нього; W — відпуск електричної енергії в мережу.

Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електричної енергії в фазах мережі у силу нерівності

$$I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 \geq 3I_\varphi^2$$

а ще й створює додаткові втрати електроенергії за рахунок проходження струму нульовим провідником.

Коефіцієнт збільшення втрат у цьому випадку визначається так:

$$\kappa_n = 3 \frac{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2}{(I_1 + I_2 + I_3)^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_o}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_o}{R_\phi} \quad (4.11)$$

Для зменшення втрат потужності та енергії в електричних мережах, обумовлених нерівномірністю їх навантаження, необхідно проводити систематичний контроль за несиметрією струмів і напруг під час експлуатації. В разі перевищення струму в нейтральному провіднику основного відрізка чотирипровідної лінії на рівень 15-20 А, слід вживати заходів щодо перерозподілу навантаження між фазами. Також цілеспрямоване вирівнювання навантаження по фазах у трифазних мережах без нейтрального провідника є доцільним, хоча менш ефективним.

На практиці неможливо досягнути абсолютної симетрії навантажень, оскільки коефіцієнт нерівномірності фазових навантажень залежить від режиму роботи мережі. Заходи з симетризації навантаження в розподільних мережах слід враховувати ще на етапі їхнього проектування. Зокрема, для ТП 6-10/0,4 рекомендується встановлювати трансформатори з групою з'єднання обмоток "трикутник-зигзаг", а нерівномірне навантаження на стороні 0,4 кВ ТП слід рівномірно розподіляти між фазами.

4.1.8 Підвищення номінальної напруги електричної мережі

Підвищення номінальної напруги є ефективним заходом для підвищення пропускної здатності мережі та зменшення втрат потужності і енергії. Цей перехід виправданий, коли інші заходи не забезпечують необхідного ефекту. Важливо враховувати, що такий перехід є великоінвестиційним заходом. Головні труднощі пов'язані зі збереженням високого рівня ізоляції, відповідного новому рівню напруги. Реконструкція всієї мережі є необхідною, і такий перехід відбувається досить рідко, за винятком випадків, коли старі ділянки стають непридатними.

Підвищення номінальної напруги в мережі зазвичай здійснюється двома основними методами:

Шляхом зниження запасу ізоляції існуючих кабельних і повітряних ліній та реконструкції підвищувальних і понижуючих підстанцій.

Спорудженням живильної мережі більш високої напруги, що включає глибокі уведення у центри електроспоживання, розвантаження існуючих ліній та їхнє перетворення у розподільні.

Рішення про перехід на новий рівень напруги має бути обґрунтоване відповідними техніко-економічними розрахунками. Термін окупності додаткових капітальних витрат, необхідних для впровадження цього заходу, повинен відповідати існуючим нормативам.

4.2 Шляхи зниження комерційної складової втрат електричної енергії

Зазвичай найбільший відсоток втрат, а саме 50-75%, виникає через комерційні втрати. Під цим розуміється електроенергія, яка фактично споживається, але не оплачується через неправильну роботу систем обліку чи відсутність виявлених крадіжок електроенергії. Важливо розрізняти цей вид втрат від неплатежів, коли спожита електроенергія зараховується в борг абоненту через відсутність необхідних коштів.

При визначенні оптимальної стратегії зменшення втрат електроенергії найбільш результативним є зниження комерційних втрат. Це обумовлено тим, що заходи, спрямовані на їхнє зменшення, у більшості випадків є витратами, що не є великими, проте приносять значний ефект.

Розв'язання завдання зниження цієї складової втрат вимагає комплексного та тривалого підходу. Проте можна ідентифікувати кілька очевидних заходів, які дозволяють значно зменшити ці втрати у короткий період, наприклад, за один-два роки. Ці заходи повністю окупаються всього кількома місяцями. До них входять наступні ініціативи:

- впровадження та активне використання аналітично-розрахункової інформаційної системи, яка надає постійний моніторинг рівнів споживання електроенергії абонентами з можливістю контролю їхніх платежів за спожиті ресурси. Крім того, система проводить комплексний аналіз для виявлення можливих місць недообліку електроенергії.

- екіпірування персоналу спеціалізованими пристроями для швидкої перевірки функціонування систем обліку електроенергії безпосередньо на об'єктах.
- впровадження організаційних заходів у підрозділах енергозбуту для забезпечення більш ефективного виконання завдань персоналом.

Важливо відзначити, що помітний вплив можливий лише при одночасній та взаємодії всіх зазначених вище заходів. Більше того, їхня спільна реалізація дозволить у подальшому утримувати рівень втрат електроенергії на мінімально можливому рівні.

Аналітична розрахунково-інформаційна система є спеціалізованою базою даних, яка включає інформацію про всіх абонентів мережного підприємства. Ця база містить відомості про абонентів, такі як адреси, характеристики, установлені потужності та угоди щодо постачання електроенергії. Також вона враховує режими електроспоживання та розрахунки за спожиту енергію. Система охоплює інформацію про різні типи абонентів, такі як промислові підприємства, дрібномоторні споживачі, бюджетні абоненти і об'єкти ЖКГ, включаючи побутових абонентів у міських і сільських районах.

Інформацію щодо поточного електроспоживання вводять як вручну з звичайних джерел, так і автоматично отримують від систем АСКОЕ для абонентів, які їх використовують. Робота системи передбачає функціонування в багатокористувацькому режимі в локальній обчислювальній мережі і інтеграцію з технологічними базами даних щодо експлуатації електричних мереж.

Система повинна включати аналітичний блок для моніторингу та аналізу режимів електроспоживання та платежів для всіх абонентів і мережі в цілому. Статистична обробка та аналіз проводяться як у вертикальному напрямку - порівняння різних абонентів за рівнями та графіками електроспоживання, так і у горизонтальному напрямку - постійний аналіз динаміки зміни електроспоживання кожного абонента в часі.

Використання цієї системи, окрім організації роботи в енергетичному секторі, призначене для підвищення ефективності та зменшення трудомісткості, також

дозволяє оперативно визначати місця, де ймовірність недоплати за електроенергію є найвищою.

Здійснення інструментального контролю систем обліку на вказаних місцях, у випадку виявлення недоплати, дозволяє контролювати ефективність заходів, вжитих персоналом щодо даного абонента. Це означає додатковий нагляд за діяльністю персоналу енергозбуту, а також відстежування запобігання подібних недоплат в майбутньому зі сторони цього абонента.

При цьому не потрібно проводити «загальний» приладовий контроль всіх систем обліку у мережі, оскільки їхня загальна кількість є значною, і такий контроль є дуже неефективним. Використання даної системи дозволяє значно підвищити ефективність приладового контролю, оскільки він буде зосереджений і здійснюватиметься максимально ефективно.

Ця система також надає можливість точно визначити розмір втрат для окремих складових у різних категорій абонентів, а також отримувати іншу необхідну інформацію стосовно навантаження споживачів, втрат у мережі та інших аспектів.

Важливо відзначити, що розглянута система повинна становити складову частину широкомасштабної інтегрованої автоматизованої системи управління експлуатацією електричної мережі. Ця інтегрована система повинна здійснювати введення, зберігання та відображення всієї необхідної інформації про параметри основного та допоміжного обладнання мережі. Також вона повинна автоматизовано вести всю потрібну документацію щодо експлуатації, включаючи відображення всіх електричних схем та планів комунікацій на місцевості, проведення повного комплексу електротехнічних оптимізаційних розрахунків і т.д.

Прилади для експрес – перевірки обліку електроспоживання на об'єктах

Засобами ефективного запобігання комерційним втратам є широке використання портативних пристроїв для негайного контролю за правильністю функціонування систем обліку електроенергії на об'єктах, без необхідності їх відключення та демонтажу.

Здавалося б, за практикою видно, що основна проблема з недообліком електроенергії виникає не через неправильну роботу самого лічильника, а внаслідок несправностей у використовуваних трансформаторах струму та сполучних проводах. Важливо відзначити, що ці дефекти, як випадкові, так і навмисні, часто залишаються непомітними при зовнішньому огляді, таких як обриви проводів при наявності зовнішньої ізоляції або приховані "закоротки". Внаслідок цього при візуальному контролі системи обліку може видаватися, що лічильник нормально функціонує і правильно підключений до мережі, хоча насправді фактичний облік може бути меншим на 10-60% в порівнянні з реальними значеннями.

Використання зразкових лічильників для вирішення цієї проблеми не приносить бажаного ефекту, тому що при цьому перевіряється тільки сам лічильник, а не уся система в цілому.

4.3 Проблеми та методи комп'ютеризації розрахунків за електричну енергію та оцінка комерційних втрат у побутовому секторі

У нашій країні традиційно для розрахунків за електроенергію з абонентами побутового сектора (населення) використовується система самообслуговування як основна та, фактично, єдина форма розрахунків. Рівень оплати за електроенергію в населення варіюється від 30% до 95% на різних енергопостачальних підприємствах, і в середньому по країні становить приблизно 65-70%. Неоплачена, а отже, неврахована частина спожитої енергії є ключовою складовою комерційних втрат, поряд із іншими важливими факторами, такими як похибки приладів обліку та крадіжка енергії, які можуть виявлятися в різноманітних формах.

Упродовж останнього десятиліття спостерігається стійке збільшення комерційних втрат електроенергії. Ця негативна тенденція стає ще актуальнішою у контексті переходу електроенергетики до ринкових принципів і зростання тарифів. Відповідно, збільшується важливість проблеми обліку електроенергії та розрахунків за її споживання.

Одним із ключових заходів для зменшення комерційних втрат є впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Узагалі, при

повному охопленні автоматизованим обліком мереж і споживачів в енергетичних організаціях, використання АСКОЕ дозволяє майже повністю усунути такий аспект комерційних втрат, як помилки вимірювань, значно зменшити випадки крадіжок електроенергії і, в кінцевому підсумку, зменшити неплатежі населення шляхом переходу до технології виставлення рахунків (білінг).

Створення і впровадження АСКОЕ активно прискорюються, залучаючи значну кількість спеціалізованих організацій, і вже зафіксовані помітні досягнення в цьому напрямі. Проте важливо відзначити, що більшість впроваджених АСКОЕ призначені для великих споживачів, які використовують електроенергію на високих класах напруг і в значних обсягах. З поступовим переходом до низьких напруг і обсягів споживання, інтенсивність та ефективність впровадження АСКОЕ різко зменшуються. Це зрозуміле явище, оскільки кількість точок обліку, каналів зв'язку та пристроїв для збору та передачі даних збільшується у декілька разів, а обсяги споживання енергії зменшуються. Таким чином, впровадження АСКОЕ для дрібних споживачів, які працюють на напрузі 6-10 і 0,4 кВ, здійснюється в обмеженому масштабі через низьку економічну ефективність.

Отже, проблема неплатежів у побутовому секторі, яка є значним джерелом комерційних втрат, як вже було зазначено, залишається актуальною. Запровадження 25-го розділу Податкового кодексу надало їй новий аспект. Згідно зі статтею 271, облікова політика по податку на прибуток тепер жорстко визначена у формі "по відвантаженню". Це, у свою чергу, вимагає точної оцінки загального обсягу електроенергії, відпущеної побутовому сектору, що складається з оплаченої та неоплаченої енергії. Величина оплаченого споживання при технології самообслуговування та у ускладненій системі розрахунків з населенням може бути точно визначена лише за повної комп'ютеризації цих розрахунків. Це, в свою чергу, дозволяє, навіть за допомогою наближених методів, оцінити другий компонент загального споживання - неоплачене споживання.

Програми, які розробляються професійними спеціалізованими організаціями, досі далекі від ідеалу. Процес їхньої розробки та вдосконалення стикається з об'єктивними труднощами, які стають все більш гострими та розширеними.

Основною проблемою тут слід визначити відсутність офіційних нормативних та методичних документів на державному рівні, які чітко та всебічно регламентували б розрахунки за електричну енергію.

Відсутність повноцінного нормативного забезпечення для розрахунків за електроенергію встановлює основну вимогу до програмних засобів, які автоматизують ці процеси - гнучкість, універсальність та адаптивність. Ці якості програмних комплексів досягаються завдяки наявності розгалуженого регулювального блоку, який дає можливість користувачам налаштовувати їх на рівні використання для конкретних умов роботи енергопостачального підприємства. Користувач повинен мати можливість широко налаштовувати параметри як самих розрахункових процедур, так і формування платіжних документів під час розрахунків.

Відсутність визначених правових норм наразі ще більше вирізняється у сфері розрахунків з абонентами побутового сектора. Раніше згадані скасовані документи встановлювали просту систему розрахунків, яка залишалася незмінною протягом багатьох десятиліть, включаючи єдиний тариф для населення у всій країні.

Тарифи.

Застосування останніми роками тарифів, диференційованих по обсягах споживання (ступеневих тарифів), іноді перетворює «зворотний розрахунок» у доволі складну математичну задачу.

Пільги

Розмаїття пільговиків значно збільшилося, призводячи до наявності десятків різних категорій. Зі зростанням кількості пільг, особливо в масовому розмірі, загальна кількість абонентів із пільгами у деяких містах перевищує кількість абонентів без пільг.

Значна частина пільг обмежена соціальними нормами. Ускладнення виникає внаслідок застосування часткових соціальних норм, які не мають фіксованих значень і залежать від фактичного споживання електроенергії кожною родиною. Розрахунок таких пільг вимагає використання наближених методів обчислень, оскільки задача зворотного розрахунку не має точного алгебраїчного рішення.

Субсидії

В рамках реформи управління ЖКГ, яка в даний час здійснюється, поступово скорочується перехресне субсидування, а тарифи на електроенергію для населення приводяться до рівня їх собівартості. Це призводить до зростання використання субсидій (компенсацій) для підтримки родин з низьким доходом. Хоча процедура надання субсидій чітко визначена у нормативних документах, схеми обліку субсидій у розрахунках за електроенергію практично не регламентовані.

При розгляді питання оцінки обсягу неоплаченого споживання енергії в побутовому секторі для оподаткування прибутку необхідно проводити щомісячну оцінку. У цьому контексті існують три різних підходи, які відрізняються за рівнем працевитрат і, головне, точністю досягнутої оцінки.

Метод контрольних показань.

В усіх енергопостачальних підприємствах, які обслуговують населення, функціонують лінійні контролери. Головне завдання цих спеціалістів - регулярно відвідувати абонентів для виявлення можливих розкрадань електроенергії, перевірки стану приладів обліку та отримання контрольних показань. Відповідно до чинних нормативів, на кожного контролера припадає від 5 до 7 тисяч абонентів у побутовому секторі.

Але важливо відзначити, що, на відміну від системи АСКОЕ, контролери не можуть одночасно знімати показання всіх лічильників станом на 0 годин 1-го числа кожного місяця. Це, в строгому розумінні, є необхідним для точної оцінки обсягу споживаної енергії.

Метод середньодобового споживання.

Метод характеризується значно меншим обсягом роботи, оскільки, на відміну від попереднього, не потребує щомісячних обходів для контролю. Таким чином, цей метод може бути застосований на всіх енергопостачальних підприємствах, включаючи ті, де інтервал між обходами становить рік чи навіть більше. Суть методу є дуже простою. Спочатку для кожного абонента розраховується середньодобове споживання, взяте як відношення різниці між двома останніми контрольними показниками до тривалості в днях інтервалу між відповідними

обходами. Далі споживання цим абонентом за розглядуваний місяць визначається як добуток його середньодобового споживання на кількість днів у цьому місяці.

При значних проміжках між контрольними обходами для визначення середньодобового споживання абонента можна використовувати не самі контрольні показання, а так звані "розрахункові" показання. Останні використовуються в програмах для обчислень з абонентами побутового сектора як основна збережена величина. Вони визначаються під час "зворотного" перерахування отриманої оплати в споживання. Зрештою, для розрахунку середньодобового споживання можна використовувати як контрольні, так і розрахункові показання.

Метод у чистому вигляді є розрахунковим і, отже, слабо пов'язаний із обсягом споживання конкретного місяця, на який може вплинути яка-небудь нетипова обставина, наприклад, несподіване похолодання, яке нехарактерне для даного місяця. По-друге, метод слабо враховує відомі сезонні коливання споживання електроенергії в побутовому секторі. Ця причина сильно впливає на величину похибки тим сильніше, чим більший інтервал між обходами.

Метод коефіцієнта оплати вимагає мінімальних працевитрат, оскільки взагалі не користується контрольними показниками, а базується виключно на даних, які накопичуються під час комп'ютерної обробки платіжних даних, що надходять з пунктів прийому платежів від населення. Іншими словами, неоплачена частина спожитої електроенергії розраховується як функція від оплаченої. За закінчення місяця визначається коефіцієнт оплати, який є відношенням кількості абонентів, які здійснили оплату в даному місяці, до загальної кількості абонентів.

Після обробки повідомлень за місяць визначається повний обсяг оплаченого споживання електроенергії. На завершення процесу розраховується повне споживання енергії абонентами побутового сектора протягом місяця, що дорівнює відношенню оплаченого споживання до коефіцієнта оплати.

Похибки цього методу пов'язані з його простотою: він використовує обсяги споживання енергії, які отримані шляхом перерахунку оплати, а не реальні дані. Крім того, в методі є систематична похибка через те, що частка абонентів, які сплатили, завжди менше за частку оплати від загальної вартості спожитої енергії. Це

пояснюється тим, що серед абонентів, які сплатили, завжди є ті, хто оплачує енергію більше, ніж за один місяць. Вплив цієї похибки стає більш помітним у тих містах, де середній рівень оплати електроенергії населенням є нижчим.

Для виправлення вказаної похибки потрібно використовувати коригуючі коефіцієнти, які можуть бути визначені лише шляхом експериментального аналізу додаткових даних про оплату, що надійшли[16].

Висновки до розділу

Були розроблені заходи та методи для зменшення втрат потужності та електричної енергії. Головною метою є оптимізація фактичного рівня технічних втрат для відповідних мереж. Обґрунтування доцільності конкретних технічних заходів має здійснюватися шляхом відповідних техніко-економічних розрахунків. Серед ключових організаційних заходів можна виділити наступні:

1. Оптимізація режимів роботи силових трансформаторів на 2-х і більше трансформаторних підстанціях.
2. Економічний розподіл потоків потужностей в неоднорідних замкнутих мережах.
3. Оптимізація рівня робочої напруги в електричних мережах.
4. Стимулювання споживачів електричної енергії до вирівнювання добових графіків навантаження.
5. Підвищення рівня експлуатації електричної мережі.
6. Вдосконалювання системи керування рівнем втрат електроенергії в електричних мережах.

До основних технічних заходів відносяться такі:

1. Заміна дротів на перевантажених лініях.
2. Заміна перевантажених, установка та введення в експлуатацію додаткових силових трансформаторів на діючих підстанціях.
3. Заміна недовантажених силових трансформаторів.
4. Підвищення у разі можливості номінальної напруги мережі.
5. Оптимізація розвитку й побудови електричної мережі.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

Електроустановки розділяються за умовами електробезпеки на ті, що мають напругу до 1000 В та ті, що мають напругу більше 1000 В, де важливо враховувати діюче значення напруги. Вимоги до конструкції, обладнання, розташування та експлуатації електроустановок з напругою вище 1000 В є суворішими і більш вимогливими з точки зору безпеки та технологічних аспектів порівняно з вимогами до електроустановок до 1000 В.

Досвід експлуатації показує, що для забезпечення безперебійної, надійної та ефективної роботи електроустановок необхідно не лише бездоганно їх створювати та обладнувати захисними засобами, але й організувати їх експлуатацію таким чином, щоб уникнути будь-яких помилок зі сторони обслуговуючого персоналу.

Організація безпечної експлуатації електроустановок виникла в результаті довгого практичного досвіду, що включав у себе роботу з численних електроустановок і відображена у "Правилах безпечної експлуатації електроустановок". Ключовими елементами цієї системи є висока технічна компетентність і відповідальна поведінка обслуговуючого персоналу. Цей персонал зобов'язаний точно дотримуватися спеціальних організаційних та технічних процедур, а також додержуватися правил і порядку виконання робіт згідно з вказівками.

5.1. Розрахунок заземлення.

У відповідності із ПБЕЕ [18], усі металеві частини електроустаткування, які в процесі роботи не мають з'єднання із струмопровідними частинами, але можуть потрапляти під напругу, повинні бути заземлені.

Трансформаторні підстанції номінальною напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цих трансформаторів як правило - Δ/Y з нулем. Струм замикання на землю 28 А. Для вказаного обладнання використовують заземлення. Зазначені вище підстанції отримують живлення від 2-х кабелів, що прокладені в одній траншеї. Ґрунт - чорнозем, II кліматичний район. Метою розрахунку є

визначення кількості вертикальних заземлювачів та довжини з'єднувальної смуги з розміщенням на плані.

Визначаємо норму на опір заземлення R_3^H . Якщо заземлюючий пристрій вткористовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище 1000 В:

$$R_3 = U_p / I_3 = 125 / 27 = 4,63 \text{ Ом};$$

Згідно ПУЕ [19], якщо сумарна потужність струмоприймачів більше 100 кВА то R_3 повинен бути не більше 4 Ом.

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{\text{табл}} \cdot \Psi = 200 \cdot 1,3 = 260 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

де $\rho_{\text{табл}}$ - табличне значення, для чорнозему $\rho_{\text{табл}} = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; Ψ - підвищуючий коефіцієнт для стержньових заземлювачів. Для України $\Psi = 1,2 \dots 1,4$.

Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$R_0 = 0,366 \cdot (\rho_p / l) \cdot (\lg(2 \cdot l / d) + (1/2) \cdot \lg((4 \cdot t + 1) / (4 \cdot t - 1))) = 0,366 \cdot (260 / 5) \cdot (\lg(2 \cdot 5 / 2,5 \cdot 10^{-3}) + (1/2) \cdot \lg((4 \cdot 3 + 5) / (4 \cdot 3 - 5))) = 53,19 \text{ Ом},$$

де l - довжина заземлювача, яку приймаємо 5 м; d - діаметр заземлювача (приймаємо його стрижні діаметром 2,5 см).

$$t = h + 1/2 = 0,5 + 5/2 = 3 \text{ м};$$

де h - глибина прокладки смуг (згідно [19] - 0,5...0,85 м).

Приймаємо також електроди, які прокладені по замкнутому контуру й згідно плану знаходимо орієнтовну їх кількість заземлювачів:

$$n_0 = R_B / (R_3^H \cdot \eta_0) = 53,19 / (4 \cdot 0,59) = 22,54 \approx 23 \text{ шт.}$$

Де η_0 - коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l = 4/5 = 0,8$, $\eta_0 = 0,594$, де $a = 4$ м - відстань між електродами згідно [19].

Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги у цьому випадку:

$$l_n = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 23 = 96,6 \text{ м.}$$

Необхідний нам опір вертикальних заземлювачів із урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{\text{тр}} = (R_n \cdot R_3^H) / (R_n - R_3^H) = (9,48 \cdot 4) / (9,48 - 4) = 6,92 \text{ Ом}$$

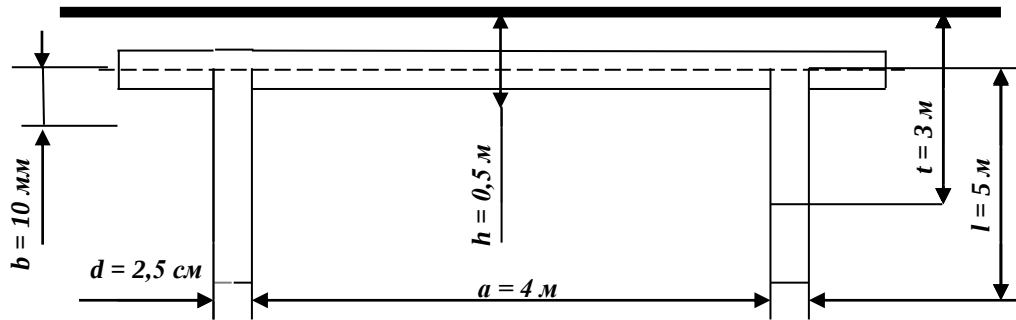


Рис.5.1. Схема прокладки заземлюючого контуру

Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = R_0 / (R_{тр} \cdot \eta_0) = 53,19 / (6,92 \cdot 0,59) = 13,02 \approx 13 \text{ шт.}$$

Виконаємо перевірку опору заземлювачів і порівнюємо отримане значення з нормуванням:

Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \cdot ((\rho_p) / (l_n \cdot \eta_n)) \cdot \lg((2 \cdot l_n^2) / (b \cdot n)) = \\ = 0,366 \cdot ((260) / (96,6 \cdot 0,51)) \cdot \lg((2 \cdot 96,6^2) / (0,01 \cdot 23)) = 9,48 \text{ Ом};$$

Де η_n - коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною $b = 10$ мм та товщиною 5 мм.

$$R_3 = 1 / ((1/R_{тр}) + (1/R_n)) = 1 / ((1/6,92) + (1/9,48)) = 3,74 \leq 4 \text{ Ом} - R_3 \text{ максимально допустиме}$$

Таким чином, розрахункове значення заземлювача задовольняє заданій умові.

ВИСНОВКИ

1. Системи обліку електроспоживання потребують постійного удосконалення для вирішення нових завдань, зокрема, для автоматичного розрахунку втрат потужності й енергії. Це сприятиме об'єктивному розподілу оплати за споживання як серед абонентів, так і субабонентів, і сприятиме узгодженому управлінню енергоспоживанням, особливо через впровадження різних тарифів залежно від часу та місця споживання.

2. Активне застосування сучасних систем автоматизованого обліку електроенергії підвищує рівень інформаційної точності в обліку споживаної енергії. Це сприяє зменшенню помилок при розрахунках технічних втрат електроенергії, використовуючи методи оцінки стану при розподілі енергії. Також це допомагає знизити вплив неточних вимірів електроенергії і виправляє нормативні помилки при вимірюваннях.

3. На сучасному етапі розрахунків та нормування втрат електроенергії в електричних мережах енергосистеми потребують використання всієї доступної інформації у системі та базуються на детальних розрахунках технічних втрат, враховуючи обладнання та рівні напруги на підприємствах електромереж. Інтегрована система розрахунків забезпечує доступність, прозорість і контроль результатів для всіх рівнів енергосистеми та контролюючих органів, таких як регіональні енергетичні комісії, територіальні управління Держенергонагляду та податкові інспекції. Основний напрямок розвитку програмного забезпечення полягає в створенні автоматизованої системи для розрахунків та аналізу втрат електроенергії в окремих ділянках електричних мереж, різних рівнях напруги та структурних підрозділах. Головна мета цієї системи - отримання надійних значень технічних та комерційних втрат електроенергії.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Буцьо З. Ю. Аналіз втрат електричної енергії в електромережах усіх рівнів напруги в енергосистемах провідних зарубіжних країн та України / З.Ю. Буцьо, В.І. Мартинюк // Енергетика та електрифікація – 2020. – № 2. – С. 15 – 17.
2. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов. – Вінниця : ВНТУ, 2006. – 89 с
3. Про Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання [Електронний ресурс] / МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ. – 2013. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text>.
4. В.Є. Шестеренко «Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств». Підручник.-Вінниця: Нова Книга, 2004.-656с.
5. ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
6. И.С. Бохмат, В.Э. Воротницкий, Е.П. Татарinov. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. – Електричні станції, 1998, №9 - с.53-59.
7. ДСТУ EN 61869-3:2017 Трансформатори вимірювальні. Частина 3. Додаткові вимоги до індуктивних трансформаторів напруги (EN 61869-3:2011, IDT; ІЕС 61869-3:2011, IDT) – К. : Технічний комітет стандартизації «Засоби вимірювання електричних і магнітних величин» (ТК 90)
8. ДСТУ 6097:2009 Метрологія. Трансформатори струму. Методика повірки (ГОСТ 8.217-2003, MOD) – К. : ДП «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» (ДП «УкрНДНЦ»)
9. Добровенко Д.Ю. Моделі та методи оцінювання та мінімізації втрат електричної енергії в розподільних мережах - 2020 [Електронний ресурс] Режим доступу https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/40831/1/Dobrovenko_magistr.pdf

10. Ю. С. Железко. Оценка потерь электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями измерений. - Електричні станції, 2001, №8.

11. Ю. С. Железко. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов. - Електричні станції, 2001, №9.

12. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання. підручник для студ. ВНЗ; Національний ун-т «Львівська політехніка». — Л.: Видавництво Національного ун-ту «Львівська політехніка», 2007.

13. Конспект лекцій з курсу «Планування і обробка результатів експерименту» (для студентів денної і заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / Харків. нац. унт міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. : Л. А. Назаренко. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 163 с.

14. С.А. Приведенний, В.Ф. Рой Вплив похибок вимірювальних трансформаторів на точність обліку електроенергії // Електроенергетика. – 2009. №1. с. 73-76.

15. Ю.В. Щербина, Н.Д.Бойко, А.Н. Бутенко. Снижение технологического расхода электроэнергии в электрических сетях. -К.: Техніка, 1981. 104 с.

16. Бідюк П. І. Ймовірно-статистичні методи моделювання і прогнозування: [монографія] / П. І. Бідюк, О. П. Гожий. – Миколаїв: Чорноморський державний університет ім. Петра Могили, 2014. – 440 с.

17. Гнатов А. В. Похибки приладів обліку електричної енергії / А.В. Гнатов, Щ.В. Аргун, О.А. Дзюбенко, В.В. Тарасова, С.М. Новічонок, О.В. Войт // Автомобіль і електроніка. Сучасні технології: електронне наукове спеціалізоване видання. – Х.: ХНАДУ, 2018. – № 13. – С. 66–74.

18. Правила будови і безпечної експлуатації електроустановок споживачів
Джерело: <https://pro-op.com.ua/article/185-pravila-budovi-bezpechno-ekspluatats-elektroustanovok-spojivachv>

19. Правила улаштування електроустановок. ПУЕ. 6-те видання, перероблене та доповнене. Затверджено та надано чинності: Наказ Міненерговугілля України від 21.07.2017 № 476