

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

Малярчук Владислав Олександрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Рішення оптимізаційних задач в системах енергозабезпечення
сільськогосподарських споживачів
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Малярчук В. О.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Ярош Ярослав Дмитрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

д.т.н., професор кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

АНОТАЦІЯ

Малярчук В. О. Рішення оптимізаційних задач в системах енергозабезпечення сільськогосподарських споживачів. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2021.

Робота присвячена дослідженню способів підвищення економічності роботи мережі шляхом зниження технологічних втрат електроенергії до економічно обґрунтованих меж у розподільних електричних мережах 10-0,4 кВ.

Розглянута необхідність розробки нового методу розрахунку втрат електроенергії, заснованого на імовірнісному поточкорозподілі.

Ключові слова: електрична мережа, технологічні втрати, теорія ймовірності, математична статистика.

SUMMARY

Malyarchuk V.O. Solution of optimization problems in energy supply systems of agricultural consumers. Qualification work for a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics - Polissya National University, Zhytomyr, 2021.

The work is devoted to the research of ways to increase the efficiency of the network by reducing the technological losses of electricity to economically justified limits in the distribution of electric networks 10-0.4 kV.

The necessity of developing a new method of calculating electricity losses based on probabilistic flow distribution is considered.

Key words: electric network, technological losses, probability theory, mathematical statistics.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СІЛЬСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ	7
1.1 Загальний технічний стан розподільчих мереж 10-0,4 кВ системи електропостачання сільських районів	8
1.2 Втрати електроенергії при її передаванні як основний показник ефективності роботи сільських електричних мереж та електропостачальних компаній.	11
Висновки по розділу 1	17
РОЗДІЛ 2. МЕТОДОЛОГІЯ РІШЕННЯ ОПТИМІЗАЦІЙНИХ ЗАДАЧ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ	19
2.1. Огляд методології до оптимізаційного підходу до задач електрозабезпечення.	19
2.2. Методи розрахунку втрат електроенергії при електрозабезпеченні сільськогосподарських споживачів.	23
2.3. Потокорозподілення та енергорозподілення при електрозабезпеченні сільськогосподарських споживачів	28
Висновки по розділу 2	32
РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ІМОВІРНІСНО-СТАТИСТИЧНОГО МЕТОДУ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	34
3.1. Використання імовірнісного потокорозподілу при електрозабезпеченні сільськогосподарських споживачів.	34
3.2. Імовірно-статистичний метод розрахунку втрат електричної енергії для сільськогосподарських споживачів.	38
Висновки по розділу 3	42
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	43
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	44

ВСТУП

Електроенергетика сьогодні не випадково вважається основною сучасною галуззю економіки, оскільки вона безпосередньо впливає на всі системи життєзабезпечення суспільства, на соціальний клімат та економічний розвиток. Без технологічної, інвестиційно-привабливої електроенергетичної галузі неможливо досягти сталого зростання ВВП і підвищення конкурентоспроможності українських виробників.

Використання електроенергії відбуватиметься у межах оптового та роздрібних ринків. Поширення на електроенергетику принципів ринкових відносин та конкуренції вимагає від мережевих підприємств зниження витрат на експлуатацію, технічне обслуговування, підвищення продуктивності праці, а також удосконалення всіх сфер виробничого процесу.

Основними способами підвищення економічності роботи мережі є зниження технологічних втрат електроенергії до економічно обґрунтованих меж, а також зниження втрат у розподільних електричних мережах 10-0,4 кВ.

Для розрахунку втрат електричної енергії в електричних мережах необхідна оцінка структурних складових втрат для подальшого аналізу з метою виявлення осередків втрат та величини нетехнічних втрат, розробки заходи щодо зниження втрат та оцінки їх ефективності, а також для визначення нормативів технологічних втрат електроенергії під час її передачі з електричних мереж.

Одним із способів визначення втрат електричної енергії є розрахунок енергорозподілу на основі ймовірнісного поточкорозподілу, який враховує можливі варіації та кореляцію потужностей навантажень вузлів електричної мережі [5].

У зв'язку з вищесказаним, виникає необхідність розробки нового методу розрахунку втрат електроенергії, заснованого на ймовірнісному поточкорозподілі і має можливості обліку варіації потужностей навантажень і генерації на розрахунковому інтервалі і при поповненні недостатньої вихідної

інформації на основі загальних властивостей електричних навантажень. Таким чином, розробка основ практичного використання імовірісно-статистичного методу та розрахунку втрат електричної енергії є актуальною.

Метою роботи є підвищення точності розрахунку втрат електроенергії у високовольтних та розподільчих сільських електричних мережах.

Предмет дослідження – методи розрахунку втрат електроенергії в сільських електричних мережах та моделі електричних навантажень.

Об'єкт дослідження – розподільні та високовольтні електричні мережі напругою 10-0,4 кВ.

Методи дослідження. У роботі використовуються методи математичного моделювання, чисельні методи розв'язання систем алгебраїчних рівнянь, теорія електричних ланцюгів, теорія ймовірності та математична статистика.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Ярош Я. Д., Малярчук В. О., Мазур Р.А. АНАЛІЗ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПРИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ

V МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 2. С.96-102 . «Біоенергетичні системи». 27-28 травня 2021 Житомир, Україна.

Ярош Я. Д., Малярчук В.О. ВИКОРИСТАННЯ ІМОВІРНІСНОГО ПОТОКОРОЗПОДІЛУ ПРИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННІ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ

V МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 3. С.89-93 . «Біоенергетичні системи». 27-28 травня 2021 Житомир, Україна.

Малярчук В. О. ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПРИ ЇЇ ПЕРЕДАВАННІ ЯК ОСНОВНИЙ ПОКАЗНИК ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ

Студентські читання – 2021: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студентські читання – 2021». 26 жовтня 2021 р. Житомир: Поліський національний університет, 2021.- 400 с.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СІЛЬСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ

Системи електропостачання сільських районів напругою 10-0,4 кВ характеризуються великою протяжністю ліній, значною їхньою розгалуженістю, недостатньою інформацією про режими електричних навантажень, малими типорозмірами електрообладнання, малою щільністю електричних навантажень [1]. В Україні в даний час загальна довжина повітряних ліній напругою 10 кВ становить 130173 км, і 18186 км. протяжність повітряних ліній напругою 0,4 кВ.

Причому більшість всіх повітряних ліній даного класу напруги знаходиться на балансі однієї компанії НЕК «Укренерго».

НЕК «Укренерго» організаційно побудована за регіональним принципом. Вона сьогодні включає 4 територіальні управління по обслуговуванню електричних мереж: Північне, Південне, Східне та Західне. До складу територіальних управлінь входять 15 регіональних центрів обслуговування мереж (РЦОМ). В компанії функції диспетчерського контролю виконують 6 регіональних диспетчерських центрів. Крім цього, складі компанії функціонують спеціалізовані відокремлені підрозділи «Будівництво і ремонт» та «Укренергосервіс» [2].

Слід відмітити, що в Україні електромережи є дуже старими та зношеними. При цьому 64% українських електромереж експлуатуються вже понад 40 років. Об'єднана енергетична система України станом на кінець 2019 року показана на рис. 1.1.

Основна частина обладнання енергопостачальної системи була введена в експлуатацію у 1960-1970-х роках, а спроектована ще за нормами 1950-х років [3].

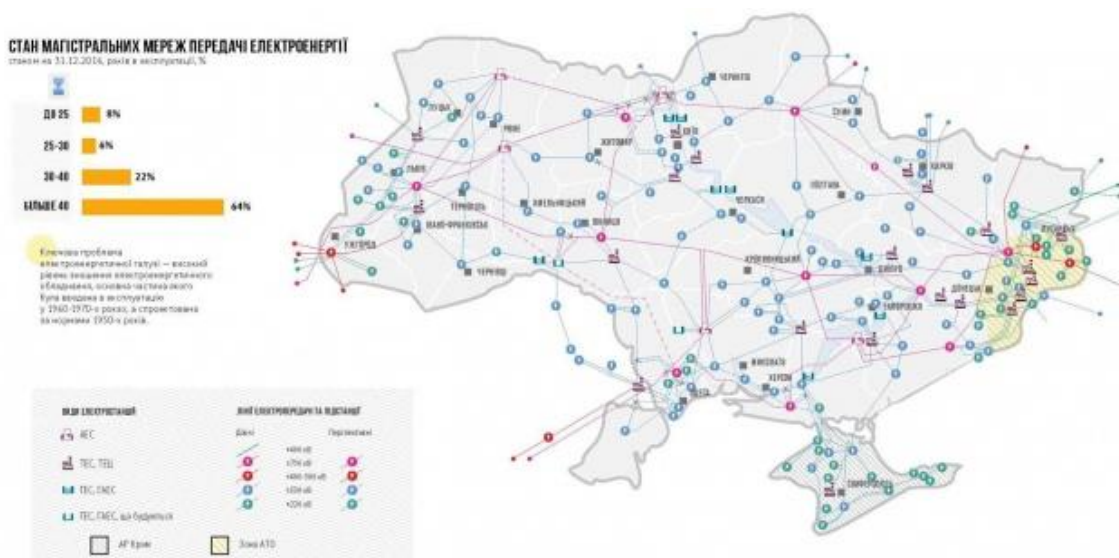


Рисунок 1.1. Об'єднана енергетична система України

1.1 Загальний технічний стан розподільчих мереж 10-0,4 кВ системи електропостачання сільських районів

Розподільні електричні мережі напругою 10-0,4 кВ за місцю розташування та характеру споживачів вважаються сільськими та здійснюють електропостачання об'єктів сільської інфраструктури та сільськогосподарського виробництва. Вони знаходяться на нижчому ієрархічному рівні управління та розташовуються ближче до споживачів. Проблеми систем електропостачання сільських споживачів, виходячи з причинно-наслідкових критеріїв можна розділити на дві групи.

Перша – це низький технічний стан розподільних мереж які живлять сільгоспспоживачів, наслідком якого стало ненадійне електропостачання, високі тарифи та низька якість електроенергії, від яких страждають усі споживачі електроенергії, і більшою мірою сільгоспвиробники та мешканці сільських регіонів. Вирішення цих проблем є основним завданням компанії

НЕК «Укренерго» та інших власників розподільчих мереж, частку яких припадають залишилися 16% повітряних ліній 10 кВ і 25% ПЛ-0,4 кВ. А також держави, як власника контрольного пакета акцій НЕК «Укренерго» та як гаранта енергозабезпечення та енергобезпеки населення.

Проблеми другої групи лежать у площині взаємин сільськогосподарських виробників та енергопостачальних компаній. Нерозвинені законодавча, правова та нормативно-технічні бази прирікають сільськогосподарських товаровиробників на залежне, безправне становище щодо монопольних енергопостачальних компаній, що досить часто спонукає останніх вирішувати частину своїх проблем з допомогою споживачів. Ось невеликий приклад. В період соціалістичного планового господарювання і аж до 2002 року та трохи пізніше величину та місце встановлення компенсуючих пристроїв (КУ) наказували розраховувати виходячи з народно-господарського економічний ефект. У підручниках (до 2002 року випуску), рекомендованому Міністерством сільського господарства та продовольства України для студентів вищих навчальних закладів за фахом «Електрифікація та автоматизація сільського господарства», давалися наступні рекомендації: «економічний ефект має бути визначений у масштабі всієї енергосистеми, але не окремого господарства ».

Однак у ринкових умовах неможливо зобов'язати одного власника мереж, наприклад сільськогосподарського чи промислового споживача, виробляти витрати на компенсацію реактивної потужності умови, що це є оптимальним рішенням з погляду сумарних втрат у його мережах та в мережах енергопостачальної компанії. Остання при цьому отримує зниження втрат, не витрачаючи жодних коштів. Сьогодні енергосистема має право вимагати від споживачів граничне споживання реактивної потужності лише з умов технічної допустимості її передачі в обсягах, за яких не порушуються режими напруги у вузлах. Кожен власник повинен мати право сам визначати

економічно доцільне встановлення КУ в своїх мережах на основі обліку параметрів лише своєї мережі.

До основних проблем сільських мереж напругою 10 – 0,4 кВ відноситься низька надійність мереж, великі втрати електроенергії та низька якість електричної енергії, що поставляється. На думку фахівців, технічний стан половини сільських мереж вважається незадовільним [2,3], відключення повітряних ліній 0,4 та 10 кВ становлять від 40 до 90% загальної кількості аварійних відключень.

Часто причиною низької якості електроенергії є велика довжина сільських ліній 10 кВ. Оптимальною довжиною згаданих ліній вважається 8 – 12 км, проте 13,3% даних ліній довше 25 км, а у 35% сільських споживачів увечері напруга падає до 190 – 200 В. Повітряні лінії напругою 0,4-10 кВ побудовані за радіальним принципом з використанням, в основному, алюмінієвих неізолюваних проводів малих перерізів, а також дерев'яних та залізобетонних опор з механічною міцністю трохи більше 27 – 35 кН·м. Лінії електропередач напругою 0,4 – 10 кВ проектувалися за критерієм мінімуму витрат [4], а розрахункові кліматичні умови приймалися з повторюваністю один раз на 5 – 10 років. Внаслідок чого розподільні мережі, як правило, складаються з ненадійних елементів (висока ушкоджуваність КТП 10/0,4 кВ, низька механічна міцність опор та проводів). Трансформаторні підстанції 35-110 кВ укомплектовані трансформаторами з РПН лише на 68% від загальної кількості трансформаторів, що призводить до відхилення напруги на шинах споживчих підстанцій вище гранично допустимих значень. Технічний рівень та термін служби силових трансформаторів та електрообладнання значною мірою є показниками надійності мережі та визначають допустимі значення тривалості вимкнень.

Гірша ситуація з трансформаторними підстанціями 10/0,4 кВ, 55% з яких перебуває в експлуатації понад 30 років, де практично відсутня обладнання для автоматизації. Рівень автоматизації мереж 35-110 кВ та особливо 6-20 кВ значно відстає від аналогічного показника розвинених країн. Релейний захист

та автоматика виконані в основному з використанням електромеханічних реле (91%), які мають значний розкид характеристик спрацьовування реле по струму та часу та мають недостатню чутливість. Близько 60% усіх комплектів релейного захисту перебуває в експлуатації понад 30 років. Середній технічний рівень підстанційного обладнання встановленого у мережах за багатьма параметрами відповідає обладнанню, яке експлуатувалося у країнах Європи 25 – 30 років тому.

Починаючи з 1993 року скоротилися темпи реконструкції, технічного переозброєння та нового будівництва розподільних електромережеских об'єктів. В результаті динаміка зміни фізичного зносу мережеских об'єктів набула стійку тенденцію до зростання. Показники надійності електрообладнання у зв'язку з високим зносом розподільчих електричних мережі за останні роки різко знизилися. У мережах напругою 10 кВ відбувається, у середньому, до 30 відключень на рік у розрахунку на 100 км. повітряних ліній. У мережах напругою 0,4 кВ – до 100 відключень на рік на 100 км. Причинами пошкодження на ПЛ-10 кВ,

На думку експертів компанії [4], є: - зношеність конструкцій та матеріалів під час експлуатації – 18%; кліматичні впливи (вітер, ожеледиця та їх поєднання) вище за розрахункові значення – 19%; грозові перенапруги – 13%; недотримання вимог експлуатації, помилки персоналу – 6%; сторонні несанкціоновані дії – 16%, нез'ясовані причини ушкоджень – 28%.

1.2 Втрати електроенергії при її передаванні як основний показник ефективності роботи сільських електричних мереж та електропостачальних компаній

Головними джерелами інвестицій для розподільних мережеских компаній є: плата за технологічне приєднання та зниження втрат електроенергії у мережах [3-4]. Основними способами підвищення економічності роботи мережі є зниження технологічних втрат електроенергії до нормативних значень,

зниження комерційних втрат, а також підвищення якості електроенергії [5] у розподільчих електричних мережах 10 – 0,4 кВ.

Класифікація втрат. Усі втрати електроенергії у мережах можна розділити на технологічні, економічні та комерційні [6].

1. Технологічні втрати передачу електроенергії. Витрата електричної енергії на її передачу в електричній мережі уявити що складаються з технологічних витрат – неминучих витрат і перевищення над неминучими, які можна як «втрати». Це витрати, обумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах (нагрів провідників, обмоток, створення електромагнітного поля, втрати на корону, втрати на холостий хід, витоку через ізоляцію). У технологічну складову необхідно внести мінімально необхідні (оптимальні) витрати, що забезпечують працездатність мережі: освітлення підстанцій та приміщень для оперативного та ремонтного персоналу, обігрів приміщень та обладнання, витрата енергії на необхідні допоміжні виробництва.

2. Економічні збитки. За ідеальних (розрахункових) умов економічні втрати мають бути близькими до нуля. Економічні втрати можуть виникати при помилках або невірних прогнозах на стадії проектування та в процесі експлуатації, наприклад, на стадії проектування помилки можуть статися при виборі типу та конфігурації схеми; виборі номінальної напруги мережі або при виборі перерізів провідників. У процесі експлуатації економічні втрати можуть виникати у мережах, коли не підтримується оптимальний рівень напруги, склад включеного обладнання, нераціональна схема комутації. Наявність економічних втрат у технологічному процесі або при реалізації електроенергії є показником зниження ефективності енергетичного бізнесу. Економічні втрати можуть виражатися в недоотримання прибутку чи перевищенні витрат над доходами.

Економічних втрат швидше за все немає, якщо неможливо розробити та реалізувати будь-які програми зі зниження технологічних або комерційних втрат у мережах, які виправдали б витрати на них здійснення.

3. Комерційні втрати – це неврахована енергія за наступними причин: за рахунок похибки обліку електроенергії; недообліку електроенергії при зниженому навантаженні; неодночасності зняття показань лічильників; неврахованих втрат від транзитних перетікань; неплатежів та розкрадання електроенергії.

Комерційні втрати – це втрати під час реалізації електроенергії. Вони характеризують лише продаж електроенергії та є різницею між цінами справді корисно відпущеною споживачам енергії з урахуванням існуючих тарифів, пільг та нарахованих штрафів та вже оплаченою енергією та штрафами. Комерційні втрати характеризують зрештою недоотримання доходів від усього процесу реалізації електроенергії.

Класифікація – це побудова деякої цілісної структури заданої множини об'єктів, що перебувають між собою в деяких відносинах (рисунок 1.1).

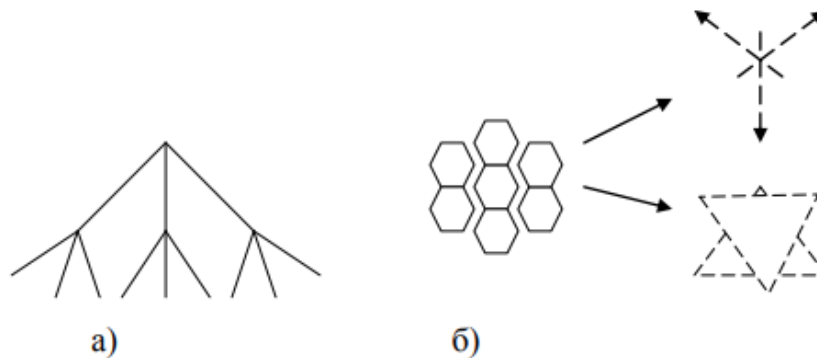


Рисунок 1.1. Деякі структури класифікації: а) – древоподібна; б) – семисотова

Наявність трьох осей у семисотовій фігурі враховує наявність трьох складових:

вертикальна вісь - вісь фізичних явищ, що враховує технологічні втрати (які докладніше будуть розглянуті нижче);

вісь режиму - вісь, що характеризує втрати, що виникають при відхиленні від розрахункового режиму (економічні втрати);

вісь обліку, (вісь облік - необлік), визначає втрати, що виникають при реалізації електроенергії за рахунок похибки обліку, неодноразове зняття показань, неплатежів і розкрадання електроенергії.

Комірка стільника «Режим напруги» та комірка «Корона, втрати холостого ходу, витоку через ізоляцію» мають спільну грань. Це передбачає наступне:

1) наявність різного складу втрат залежно від ступеня номінальної напруги електричної мережі:

- системоутворюючі мережі,

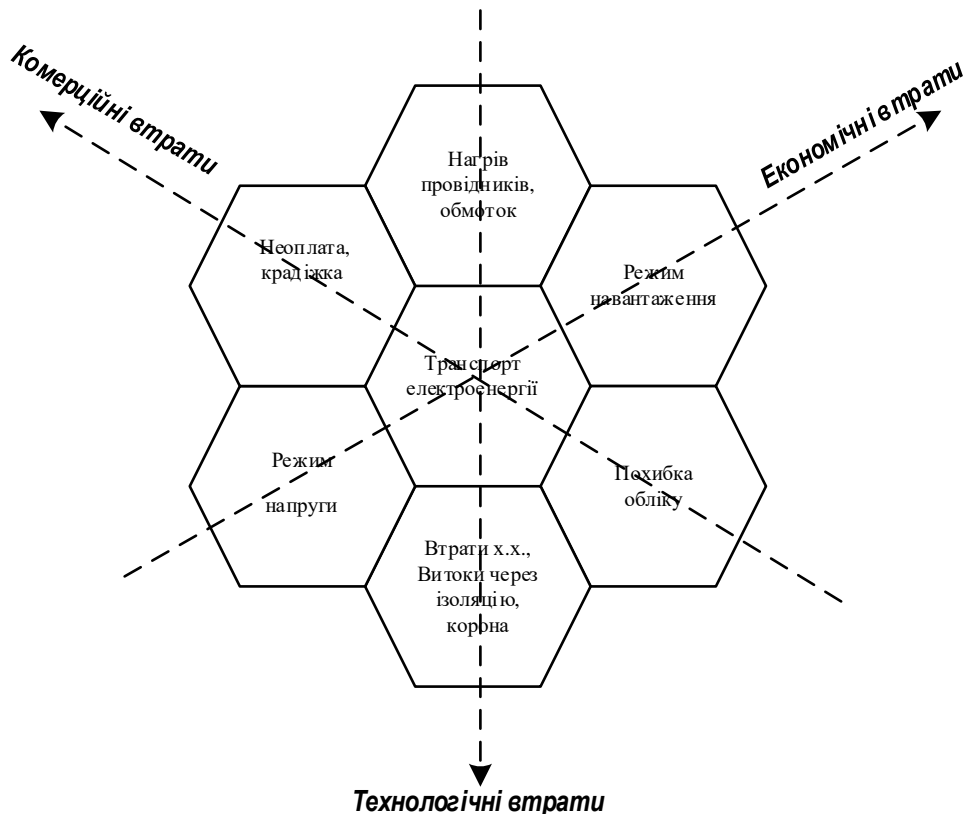


Рисунок 1.2. Класифікація втрат енергії на основі семисотової структури

- мережі 10 – 10 кВ,
- мережі 0,4 кВ.

2) залежність величини втрат від рівня напруги у мережі.

Осередок стільника «Похибки обліку» та осередок «Режим навантаження» мають спільну грань. Це підтверджує залежність похибки обліку, зокрема похибки трансформаторів струму від величини навантаження.

Загальна грань між осередками «Режим навантаження» та «Нагрів провідників, обмоток» вказує на залежність величини втрат електроенергії від величини навантаження.

Якщо поміняти місцями осередки «Режим навантаження» і «Режим напруги», можна задати периферійні зони перетином двох трикутників.

Структура втрат.

Усі втрати електроенергії у мережах можна поділити на технологічні, економічні та комерційні.

1. Технологічні втрати передачі електроенергії. Витрати електричної енергії на її передачу в електричній мережі можна представити складовими із технологічних витрат - неминучих витрат та перевищення над неминучими, які можна визначити як «втрати». Це витрати, спонукани фізичними процесами, які проходять під час передавання електроенергії електричними в мережах (нагрів провідників, обмоток, створення електромагнітного поля, втрати на корону, втрати на холостий хід, витоку через ізоляцію). У технологічну складову необхідно внести мінімально необхідні (оптимальні) витрати, що забезпечують працездатність мережі: освітлення підстанцій та приміщень для оперативного та ремонтного персоналу, обігрів приміщень та обладнання, витрата енергії на необхідні допоміжні виробництва.

2. Економічні збитки. За ідеальних (розрахункових) умов економічні втрати мають бути близькими до нуля. Економічні втрати можуть виникати при помилках або невірних прогнозах на стадії проектування та в процесі експлуатації, наприклад, на стадії проектування помилки можуть статися при виборі типу та конфігурації схеми; виборі номінальної напруги мережі або при виборі перерізів провідників. У процесі експлуатації економічні втрати

можуть виникати в мережах, коли не підтримується оптимальний рівень напруги, склад включеного обладнання, нераціональна схема комутації.

Наявність економічних втрат у технологічному процесі чи реалізації електроенергії є показником зниження ефективності енергетичного бізнесу. Економічні втрати можуть виражатися у недоотриманні прибутку або у перевищенні витрат над доходами.

Економічних втрат швидше за все немає, якщо неможливо розробити і реалізувати будь-які програм зі зниження технологічних або комерційних втрат у мережах, які виправдали б витрати на їх здійснення.

3. Комерційні втрати - це неврахована енергія з таких причин: - за рахунок похибки обліку електроенергії; недообліку електроенергії при зниженому навантаженні; неодноразовості зняття показань з лічильників; неврахованих втрат від транзитних перетікань; неплатежів та розкрадання електроенергії.

Комерційні втрати виникають під час реалізації електроенергії. Вони характеризують лише продаж електроенергії і є різницею між вартістю дійсно корисно відпущеної споживачам енергії з урахуванням існуючих тарифів і нарахованих штрафів і вже оплаченої енергії та штрафами. Комерційні втрати характеризують у кінцевому підсумку недоотримання доходів від усього процесу реалізації електричної енергії.

Структура звітних втрат

На практиці, з метою щомісячної звітності, використовується інша структура втрат, яка наведена в роботі [1] і пропонується для нормування втрат. Пропонується використовувати укрупнену структуру втрат електроенергії, в якій втрати поділені на складові, виходячи із методів кількісної оцінки їх значень. Фактичні втрати можна поділити на чотири складові частини:

1) технічні втрати електроенергії, які визначаються фізичними процесами, які виникають при передаванні електроенергії в електричних

мережах і виражені частиною електроенергії яка перетворюється в елементах мереж на теплу енергію. Технічні втрати, як правило не завжди можуть вимірюватися. Здебільшого їхні значення знаходяться шляхом розрахунків з використанням відомих законів електротехніки;

2) витрата електричної енергії на власні потреби на підстанціях, обумовлена необхідністю забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та потребами обслуговуючого персоналу. Витрати даної електроенергії на підстанціях реєструється за допомогою лічильників, які встановлені на трансформаторах власних потреб;

3) інструментальні втрати електроенергії, обумовлені погрішностями її вимірювання технічними приладами контролю. втрати Одержують дані втрати розрахунковим шляхом на основі вимірювальних метрологічних даних та режимів роботи даних приладів;

4) комерційні втрати виникають при розкраданні електроенергії, невідповідністю показань лічильників здійсненій оплаті за відпущену електроенергію побутовим споживачам та іншими причинами у сфері організації контролю за споживанням енергії. Комерційні втрати також не мають окремого математичного опису і тому не можуть бути автономно розрахованими. Їх величина визначається як різниця між звітними фактичними втратами та сумою перших трьох складових.

З економічних позицій втрати - це та частина корисно відпущеної електроенергії, на яку її зареєстрована відпущена частина споживачам виявилася меншою за електроенергію, вироблену на своїх електростанціях і закуплена у інших виробників електроенергії. Під зареєстрованим корисним відпусткою електроенергії розуміється як та його частина, грошові кошти яку справді надійшли на розрахунковий рахунок енергопостачальної організації, а й та, яку виставлені рахунки, тобто. споживання енергії зафіксовано [1].

Для зручності формування звіту та нормування втрат для розподільних компаній у [1] запропонована інша детальна структура звітних втрат електроенергії.

Корисна відпустка формується щомісяця за лічильниками, що реєструє витрату юридичних осіб та з оплати побутових споживачів, що поступила за місяць (рис. 1.4).



Рисунок 1.4. Формування корисного відпуску електроенергії

Висновки по першому розділу

В даний час експлуатація електричних мереж ведеться у стані крайньої зношеності обладнання за недостатності процесів реновації та реконструкції; близько 75 відсотків масляних вимикачів, що становлять основу комутаційного обладнання ЕС, мають термін служби понад 25 років. 10% вимикачів, що становлять основу комутаційного обладнання ЕС, мають термін служби понад 25 років.

До 1 січня 1991 року по всій території Радянського Союзу діяли єдині тарифи на електроенергію. Відповідно до «Прейскуранту № 09-01 на електричну та теплову енергію» всі споживачі електроенергії поділялися на дев'ять тарифних груп.

Сьогодні тарифи встановлюють регіональні енергетичні комісії (РЕК), важливим елементом у формуванні регіональних тарифів є переконливо обґрунтований рівень втрат електроенергії.

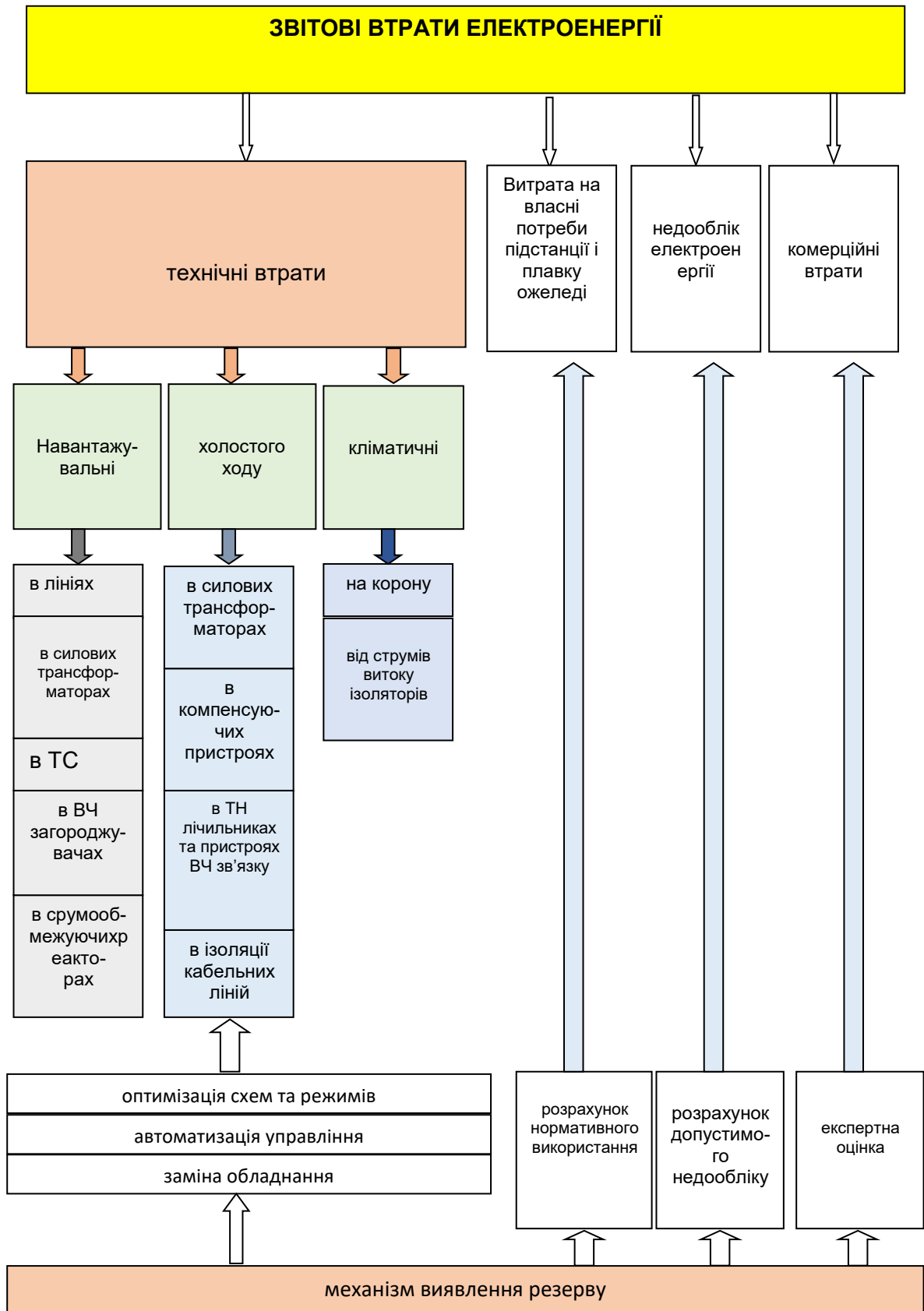


Рисунок 1.3. Детальна структура звітних втрат електроенергії [1].

РОЗДІЛ 2

МЕТОДОЛОГІЯ РІШЕННЯ ОПТИМІЗАЦІЙНИХ ЗАДАЧ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ

Сьогодні на державному рівні було прийнято рішення про необхідність сформуванню чіткої регуляторної системи, що сприяє підвищенню ефективності роботи електромереж.

Боротьба із втратами в сільських електричних мережах є одним із головних напрямів діяльності енергокомпанії у роботі з підвищення енергоефективності мережевого комплексу в цілому. Для досягнення цих цілей виникає необхідність в розробці та рішенню оптимізаційних задач.

Основний напрямок в рішенні даних задач це заходи щодо оптимізації схемних та режимних параметрів в умовах експлуатації та оперативного управління електричних мереж.

2.1 Огляд методології до оптимізаційного підходу до задач електрозабезпечення

Значення втрат електроенергії у системі є важливим показником ефективності її роботи, тому коректне визначення значення втрат є актуальним завданням. Для вирішення цього завдання існує велика кількість методів розрахунку втрат електроенергії. Всі вони відрізняються між собою різними факторами: переліком і необхідним обсягом вихідних даних, методами та алгоритмами розрахунків втрат, прийнятими припущеннями, а також кінцевими результатами. Водночас всі існуючі на сьогодні методи розрахунку втрат електроенергії мають істотний недолік, а саме – високу похибку розрахунку втрат, що визначається у порівнянні з даними фактичних вимірів за допомогою автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).

Для зниження похибки при визначенні втрат електроенергії необхідно збільшувати частку розрахунків, що виконуються в темпі процесу на основі оперативних вимірювань лічильників електричної енергії. Мережевими компаніями постійно проводиться процес модернізації та вдосконалення систем обліку електричної енергії, яка потребує значних фінансових витрат. Темпи модернізації, що проводиться, в даний час є ще досить низькими. На даному етапі модернізації, на більшості ліній середнього та високого напруги встановлені лічильники електричної енергії, з іншого боку лічильники електричної енергії, на лініях низької напруги розподільчих мереж, встановлені в незначних обсягах.

У зв'язку з усім вищесказаним виникає необхідність розробки методів розрахунку втрат електроенергії, для яких було б достатньо існуючих систем обліку електроенергії і які мали б прийнятні значення похибок розрахунку. Одним з таких методів є ймовірно статистичний метод розрахунку втрат електричної енергії, якому і присвячена дана робота.

Зниження комерційних і технічних втрат дозволяє вкладати більше коштів у ремонт та технічне переозброєння енергооб'єктів. Реалізація програми зі скорочення втрат особливо актуальна для енергетично дефіцитних регіонів, оскільки це можливість збільшити корисну відпустку, якість та надійність енергопостачання, видавати додаткові та нові потужності для приєднання споживачів.

На думку енергетиків, найпроблемніший і найскладніший напрямок, який приносить найбільші збитки – бездоговірне та безоблікове енергоспоживання, а просто кажучи злодійство.

Високі втрати електроенергії в мережах, як правило, говорять або про якісь накопичуються проблеми мереж електропередачі, або про неефективну роботу устаткування (наприклад, вичерпного свій ресурс). По суті, будь-які втрати електроенергії в мережах, що виходять за рамки мінімальної планки – це сигнал для фахівця, що означає, що потрібно реконструювати або ж

технічно переоснащувати наявний комплекс обліку електроенергії, або виявляти невраховане споживання.

Якщо рівень втрат електроенергії занадто високий, це говорить про очевидні проблеми, пов'язані з такими питаннями:

- повільний розвиток електромережі;
- застаріле технічне обладнання;
- недосконалість методів керування мережею;
- недосконалість методів обліку електроенергії;
- неефективність процесу збору плати за електроенергію, що поставляється.

При розподілі електроенергії від джерел до кінцевих споживачів втрати при нормальному рівні роботи обладнання та задовільному стан всіх елементів зазвичай становлять 3-5 %. При втратах електроенергії у мережах до 10 %, як правило, термінових спеціальних заходів не вживається: такий рівень вважається максимально допустимим з погляду техніко-економічної доцільності передачі електричної енергії. Зрозуміло, що завжди існують непоправні технічні втрати (через фізичні процеси передачі електроенергії, її трансформації та розподілу), що визначаються розрахунковими методами.

Розрахунки втрат електричної енергії дозволяють виявити так звані «осередки втрат» та розробити заходи щодо підвищення енергоефективності роботи підприємства електричних мереж. Наприклад, до таких заходів належать:

- оптимізація режимів роботи;
- удосконалення норм експлуатації мереж;
- проведення робіт із модернізації мережі;
- введення компенсаторів реактивного навантаження;
- удосконалення обліку енергії;
- розрахунок нормативів втрат і перегляд схеми розподілу енергії;
- проведення точного обліку споживачів;

підвищення ефективності роботи персоналу.

Розрахунки втрат електричної енергії вимагають досить великої за обсягом вихідної інформації через потужність, що змінюється в часі, коливань рівнів напруги і змінної реактивної потужності в електричній мережі. Розмірність завдання, пов'язана з кількістю елементів електричної мережі, також стає великою і тому виникає питання про доцільність виконання настільки громіздких розрахунків.

Визначимо коло завдань, які для свого вирішення вимагають оцінки величини втрат електричної енергії.

1. Облік електричної енергії. Виконання вимірювань кількості відпущеної та переданої електричної енергії завжди пов'язано з точністю вимірювань та виявлення безоблікової витрати електричної енергії при її передачі електричними мережами. Це можна зробити тільки за чисельної оцінки технічно обґрунтованих втрат. Крім того, існують спеціальні методи розрахунку втрат при розбіжності точок обліку та точок виміру електроенергії.

2. Оптимізація режимів роботи електричних мереж. Крім оптимізації миттєвих режимів електричних мереж та систем виконуються розрахунки оптимального енергорозподілу, в яких оптимізуються в часу обсяги енергії, що передається. Прикладом цього є різні способи вирівнювання графіків навантаження електропередачі з урахуванням, зокрема, та мережевих накопичувачів електричної енергії.

3. Розробка заходів щодо зниження втрат електричної енергії. Виконати техніко-економічне обґрунтування модернізації, реконструкції та нового будівництва енергооб'єктів неможливо без визначення ефекту від зниження втрат. З розробкою заходів щодо зниження втрат тісно пов'язане нормування втрат електричної енергії, тобто. приведення втрат до технічно та економічно обґрунтованого рівня. Вирішення перелічених завдань неможливе без розрахунку або оцінки втрат електричної енергії і, отже, необхідне досить

широке коло методів та алгоритмів визначення втрат електричної енергії на будь-якому часовому відрізку.

2.2 Методи розрахунку втрат електроенергії при електрозабезпеченні сільськогосподарських споживачів

Завдання розрахунку втрат добре описано в літературі [6,7] і знайшло місцеве застосування в практиці управління процесами транспорту електричної енергії, і традиційно вирішується записом рівнянь усталеного режиму (УР) та їх вирішенням [6].

Виміряти технічні втрати у будь-якому випадку неможливо. Їх розраховують на основі аналізу фізичних процесів, що відбуваються при передачі електричної енергії по лінії електропередачі (ЛЕП), перетворенні електроенергії в трансформаторах, протіканні струмів по провідниках обладнання підстанцій та наявності електромагнітного поля навколо і всередині елементів обладнання електричних мереж.

Розрахувати втрати електричної енергії в трифазній лінії електропередачі за інтервал часу T при незмінній потужності, що передається, і при відсутності спотворень синусоїдальної форми струму і незбалансованості струмів фаз просто. Для цього достатньо знати усереднений за час T активний опір фази лінії R і струм по лінії I

$$\Delta W = 3 I^2 R T . \quad (2.1)$$

Опір лінії залежить від температури провідника, тому слід врахувати вплив температури зовнішнього середовища та нагрівання провідника електричним струмом.

При змінах потужності, що передається, протягом розрахункового інтервалу часу T необхідно розбити цей інтервал на безліч дрібних відрізків часу, всередині яких передану потужність можна вважати постійною, і вести

розрахунок для кожного з них за формулою (2.1), а потім знайти суму всіх розрахованих втрат

$$\Delta W = 3 \sum_i I_i^2 R_i \Delta t_i, \quad (2.2)$$

де I_i та R_i - струм і усереднений активний опір на відріжку часу Δt_i .

Такий підхід потребує вимірювання всіх величин у реальному часі кожні кілька хвилин або десятків хвилин і використовується на практиці за наявності можливості вимірів. У більшості випадків через дуже велику кількість окремих передавальних елементів електричної мережі подібні вимірювання не доцільні і для розрахунків втрат електричної енергії застосовують спеціальні розрахункові методи, що відрізняються, в основному, безліччю необхідних розрахунку даних [1]. При цьому, як правило, параметри електричної мережі та її комутаційні стани за час T вважаються відомими. Крім того, розроблені спеціальні методи розрахунку додаткових втрат в електричній мережі через наявність споживачів та обладнання електричних мереж які спотворюють якісні параметри електроенергії, а також корони на повітряних лініях електропередач.

У загальному випадку втрати електричної енергії в елементі мережі з опором R визначаються за формулою

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

в котрій можна виділити величину, яку називається середньоквадратичним струмом

$$I_{\text{ср.кв}} = 3R \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt}. \quad (2.4)$$

Формула для розрахунку втрати електричної енергії через середньоквадратичний струм записується як:

$$\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 \cdot RT. \quad (2.5)$$

Всі методи розрахунку втрат електричної енергії зводиться до різноманітним способам одержання середньоквадратичного струму.

При наявності вимірів $I_{\text{ср.кв}}$ одержують по дискретним значенням струму – ступінчатому графіку струму: I_i ($i=1,2,\dots, N$), де N – кількість ступенів графіка струму. Квадрат середньоквадратичного струму одержуємо по формулі

$$I_{\text{ср.кв}}^2 = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N I_i^2. \quad (2.6)$$

Якщо рахувати $I_{\text{ср.кв}}^2$ математичним очікуванням квадрата випадкової величини I , отримаємо:

$$I_{\text{ср.кв}}^2 = I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2, \quad (2.7)$$

де $I_{\text{ср.кв}}$ та σ_I^2 – відповідно, математичне очікування (середнє значення) і дисперсія випадкової величини I .

В результаті для для втрат електричної енергії одержуємо

$$\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 \cdot RT = 3(I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2)RT. \quad (2.8)$$

З цієї формули одержують два основних методи розрахунку втрат електричної енергії в електричних мережах. Перший – метод середніх навантажень. Для цього в формулі (2.8) винесемо $I_{\text{ср.кв}}^2$ за дужки, отримаємо:

$$\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 \cdot \left(1 + \frac{\sigma_I^2}{I_{\text{ср}}^2}\right) \cdot RT = 3I_{\text{ср}}^2 k_{\phi}^2 RT = \Delta P_{\text{ср}} k_{\phi}^2 T, \quad (2.9)$$

де $\left(1 + \frac{\sigma_I^2}{I_{cp}^2}\right) = k_\phi^2 = \frac{I_{cp.кв}^2}{I_{cp}^2}$ – квадрат коефіцієнта форми графіка струму на

інтервалі часу T ; ΔP_{cp} – втрати потужності, які визначаються при середніх струмах (середніх навантаженнях мережі).

Другий метод виходить з формули (2.8) множенням і діленням виразу справа на квадрат максимального на інтервалі часу T струму I_{max}^2 ($I_{max} = \max(I_i), I_1, 2, \dots, N$).

$$\Delta W = 3I_{cp.кв}^2 RT \frac{I_{max}^2}{I_{max}^2} = 3I_{max}^2 \left(\frac{I_{cp}^2 + \sigma_I^2}{I_{max}^2} \right) RT = 3I_{max}^2 \tau_0 RT = \Delta P_{max} \tau_0 T, \quad (2.10)$$

де $\tau_0 = \left(\frac{I_{cp}^2 + \sigma_I^2}{I_{max}^2} \right) = \frac{I_{cp.кв}^2}{I_{max}^2}$ – відносний час найбільших втрат; ΔP_{max} –

найбільші за інтервал часу T втрати потужності.

Цей метод носить назву методу часу (числа годин) найбільших втрат.

Описані методи є методами розрахунку навантажувальних втрат, спричинених перебігом струму навантаження за елементами електричної мережі. Методи зведено до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Основні методи розрахунку навантажувальних втрат електричної енергії

Метод розрахунку втрат електричної енергії	Визначальні величини
По середньоквадратичному струму $\Delta W = 3I_{cp.кв}^2 \cdot RT$	$I_{cp.кв}^2 = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N I_i^2$
Середніх навантажень $\Delta W = 3I_{cp}^2 k_\phi^2 RT$	$I_{cp.кв} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N I_i$; $k_\phi^2 = \frac{I_{cp.кв}^2}{I_{cp}^2}$
Часу найбільших втрат $\Delta W = 3I_{max}^2 \tau_0 RT$	$I_{max} = \max(I_i), I_1, 2, \dots, N$; $\tau_0 = \frac{I_{cp.кв}^2}{I_{max}^2}$

За наявності графіка струму на інтервалі часу T розрахунок виконують за середньоквадратичним струмом, розрахунки за двома іншими методами, які

у цьому випадку, дають такий самий результат. Застосування двох останніх методів спричинене відсутністю повної інформації про завантаження елемента мережі по всьому інтервалі часу T . Коефіцієнти k_{ϕ}^2 та τ_0 носять назву інтегруючих множників та їх появу та методів, у яких вони використовуються, із-за неповноти інформації, необхідної для розрахунку втрат електричної енергії за середньоквадратичним струмом. Інтегруючі множники можуть бути отримані приблизно за іншими графіками, наприклад, активної та реактивної потужності, або приймаються на основі досвіду та інтуїції для низки характерних випадків.

Точність розрахунку втрат за різними реалізаціями формули (2.3) залежить від точності обліку характеру зміни навантаження. Відомо, що при розрахунку по методу найбільших втрат втрати завищуються, а, по методу середніх навантажень занижуються. Метод розрахунку втрат електроенергії за середніми навантаженнями дає більш точні результати, ніж метод числа годин найбільших втрат потужності [7,8]. Це можна пояснити тим, що інформаційні похибки даних про середні навантаження, що визначаються за показаннями лічильників, набагато менші, ніж похибки максимальних навантажень, що визначаються при контрольних вимірах, що виконуються епізодично і не завжди потрапляють у дійсний максимум.

Одним із недоліків, що застосовуються для розрахунку втрат електроенергії методів, є неможливість обліку індивідуальних графіків навантаження елементів мережі (гілок). Виконується розрахунок режиму електричної мережі (як правило, середніх або максимальних навантажень) та отримані для нього сумарні втрати множаться на інтегральний (коригуючий) множник. Зазвичай використовується один інтегруючий множник, отриманий для головного елемента (дільниці) схеми електричної мережі. Однак для кожного елемента мережі цей множник має певне значення.

Потужності навантажень у вузлах та потоки потужності по гілках електричної мережі змінюються в часі та визначення навантажувальних втрат пов'язано з інтегруванням функцій потужності за часом. Це призводить до

використання різних способів та прийомів у чисельних розрахунках, які дозволяють приблизно виконувати розрахунки навантажувальних втрат.

Особливо сильно з часом змінюються потужності, що передаються у замкнутих мережах, де по окремим гілкам можливі реверсивні потоки потужності, що унеможлиблює використання так званих інтегруючих множників, що є основою більшості застосовуваних сьогодні методів розрахунку навантажувальних втрат [6,7].

Інша проблема представляється як неможливість використання традиційних методів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах з розподіленою генерацією, де є кілька джерел (центрів живлення) з великою дисперсією потужності генерації для відновлюваних джерел електроенергії.

Одним із способів визначення втрат електричної енергії є розрахунок енергорозподілу на основі ймовірного поточкорозподілу, який враховує можливі варіації та кореляцію потужностей навантажень вузлів електричної мережі. Докладніше цей спосіб обговорюється нижче.

У зв'язку з вищесказаним, виникає необхідність розробки нового методу розрахунку втрат електроенергії, заснованого на імовірнісному поточкорозподілі і можливості обліку варіації потужностей навантажень і генерації на розрахунковому інтервалі і при заповненні недостатньої вихідної інформації на основі загальних властивостей електричних навантажень. Отже, розробка основ практичного використання верогіднистно-статистического методу розрахунку втрат електричної енергії є актуальною.

2.3 Поточкорозподілення та енергорозподілення при електрозабезпеченні сільськогосподарських споживачів

Вітчизняна енергетика розвивалася за принципом об'єднання її всіх об'єктів у єдину енергетичну систему (ЄЕС). Перед енергетикою завжди стояла низка актуальних і значущих завдань, від ефективності, вирішення яких залежить ступінь оптимальності функціонування економіки загалом. Основним завданням ЄЕС є забезпечення безперебійного постачання

споживачів електричної та теплової енергією з мінімальними витратами на їх виробництво, передачу та розподіл.

ЄЕС є об'єктом унікальним за своєю протяжністю та складністю, що пред'являє відповідні вимоги до системи управління цим об'єктом, до застосовуваних методик, що адекватно моделюють процеси, що відбуваються [1].

Управління в нормальних умовах ЄЕС і об'єднаними енергетичними системами (ОЕС) і районними електроенергетичними системами, що входять до її складу, будується на основі розрахунку та аналізу ustalених режимів (УР) електроенергетичних систем, оскільки такий метод дозволяє вирішувати основне завдання ЄЕС.

Завдання розрахунку УР має глибоке теоретичне опрацювання у вітчизняній та зарубіжній практиці і є базовим для побудови та використання автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ) електроенергетичної системи (ЕЕС). На її основі вирішуються багато більше складні завдання диспетчерського управління та планування режимів у практиці експлуатації та проектування ЕЕС. Досить глибоко розроблені принципи управління ЄЕС, що будуються на використанні АСУ із застосуванням методів оптимізації режимів енергосистем [9].

Звичайні статистичні методи ефективні тоді, коли провадиться ряд незалежних спостережень однієї й тієї ж стану об'єкта. Для електроенергетичної системи такий підхід часто не придатний через те, що стан об'єкта в кожний момент інший і тому два спостереження в послідовні моменти часу далеко не завжди дозволяють виявити та мінімізувати випадкові помилки, але вимірювання окремих параметрів режиму ЕЕС в один і той же момент часу залежні, так як вимірювані величини пов'язані між собою фізичними співвідношеннями типу законів Ома та Кірхгофа. Завдання статичного ОС дозволяє використовувати інформацію про ці взаємозв'язки

(математичним описом ЕЕС) для мінімізації помилок вимірювань та підвищення надійності вихідної інформації.

Метою вирішення задачі ОС є отримання на основі вихідних даних (схеми мережі та відповідні параметри схеми заміщення) всі інші параметри режиму. Як рівняння стану зазвичай виступають рівняння вузлових напруг у формі балансу потужностей або балансу струмів [10]. При розгляді послідовних моментів часу з'являються додаткові можливості збільшення достовірності одержуваної інформації, що призводить до динамічного оцінювання стану.

Використання фізичних співвідношень для отримання даних про параметри режиму має найтісніший зв'язок у постановочному плані із розрахунком УР (потік розподілу) [8].

Між завданням статичного оцінювання стану і завданням поточного розподілу є зв'язок, що добре переглядається. У задачі поточного розподілу вважаються відомими потужності навантажень і напруги вузлів з регульованою реактивною потужністю. Розрахунку підлягають напруги у вузлах та реактивні потужності джерел, а також потужність балансуєчого вузла. Така постановка більше відповідає розрахунку планованого режиму, а не оперативного, коли як вихідні дані про поточний режим виступають вимірювання його параметрів.

Подальший розвиток теорія ОС отримала у постановці та вирішенні задачі енергорозподілу [11]. Основою для розробки методу енергорозподілу стали дослідження, що показують використання традиційних законів електротехніки (закон Ома, закон Джоуля – Ленца, другий закон Кірхгофа) для моделювання енергетичних режимів на тривалих інтервалах часу призводить до виникнення непереборних методичних похибок, у тому числі внаслідок не врахування режимних вимірів та топології мережі. У задачі енергорозподілу використовуються рівняння балансів потужностей (енергій) у кожній окремо взятій гілці та в кожному вузлі, які незалежно від розглянутого часового інтервалу зберігають адекватність [11]. В той же час, методичні підходи задачі

ЕР вимагають великої кількості вимірювань у гілках та вузлах електричних мереж, і як наслідок, ведуть до значних капітальних вкладенням власників енергооб'єктів. У задачі енергорозподілу, як і в

Завданням ОС, не вирішені питання визначення похибок кожної розрахункової величини електричного режиму, що накладає обмеження на сферу застосування задачі ЕР. Завдання ЕР можна розглядати як завдання усередненого за часом поточкораспределення. При цьому розглядаються рівняння балансу середніх потужностей, які внаслідок нелінійності рівнянь УР не можуть бути точно записані з використанням тільки середніх величин, оскільки це призводить до великих методичних похибок. Однак тут слід розділити постановку завдання енергорозподілу відповідно до двох різних концепцій.

Перша концепція заснована на розрахунках у реальному часі, коли визначення потоків та втрат електроенергії виконується за відносно невеликі інтервали часу – від кількох хвилин до кількох годин. Дані для таких розрахунків мають бути надані автоматизованими інформаційно-вимірювальними системами (АІВС КУЕ, ТУЕ та ін.). Опосередкування потужності на малих інтервалах та розрахунок втрат потужності та енергії на основі середніх значень вносять невеликі похибки у результати розрахунку. З іншого боку, існують способи зниження цих похибок. Енергорозподіл на великих інтервалах часу виходить підсумовуванням по наростаючій потоків переданої енергії з урахуванням напругу та втрат енергії. Сам розрахунок енергорозподілу на малих інтервалах, по суті, є розрахунком поточкорозподілу потужностей при усереднених навантаженнях із залученням методів оцінки стану.

Друга концепція використовує підхід імовірнісного поточкорозподілу, у якому крім усереднення потужностей навантажень – математичних очікувань, вводяться коваріаційні матриці потужностей напруг, які враховують розкид потужностей і напруг та кореляційні зв'язки між ними. Цей підхід дозволяє

визначити потоки та втрати енергії відразу для всього інтервалу будь-якої тривалості.

Порівняно з розрахунками в реальному часі друга концепція дозволяє виконувати розрахунки енергорозподілу в електричних мережах без вимірювань реальному часі та при проектуванні. З іншого боку, може бути використана уточнення результатів, отриманих малих інтервалах часу, тобто. виключити помилку опосередкування.

Недоліком розрахунку енергорозподілу за тривалі інтервали часу, як, втім, будь-якого методу розрахунку втрат електроенергії, є проблеми обліку зміни топології електричної мережі протягом розрахункового інтервалу.

Висновки по другому розділу

Відсутність повної інформації про завантаження елемента мережі по всьому інтервалі часу призводить до використання спрощених методів розрахунку втрат електроенергії, заснованих на застосуванні інтегруючих множників. Основні недоліки існуючих методів розрахунку втрат електроенергії:

- не враховуються власні (між активною та реактивною потужністю) та взаємні кореляційні зв'язки потужностей навантажень;
- неможливо коректно рахувати втрати електричної енергії в мережах з реверсивними перетіканнями потужності;
- неможливість врахування індивідуальних графіків навантаження елементів мережі (гілок);
- неможливо використовувати в електричних мережах із розподіленою генерацією, де є кілька джерел (центрів харчування) з великою дисперсією потужності генерації для відновлюваних джерел електричної енергії.

Переваги та недоліки існуючих методів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах, що застосовуються мережевими компаніями, проявляються по-різному, залежно від прийнятих припущень під час

розрахунку втрат електроенергії. Найточніші розрахунки втрат електроенергії виходять за даними АІВС КУЕ, тобто. розрахунки втрат у часі.

Одним із способів визначення втрат електричної енергії є розрахунок енергорозподілу на основі ймовірного поточкорозподілу, який враховує можливі варіації та кореляцію потужностей навантажень вузлів електричної мережі.

РОЗДІЛ 3

ОБГРУНТУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ІМОВІРНІСНО- СТАТИСТИЧНОГО МЕТОДУ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Використання імовірнісного поточкорозподілу при електрозабезпеченні сільськогосподарських споживачів

Розрахунки поточкорозподілу (встановлених режимів) виконуються в більшості завдань аналізу, управління та проектування електричних систем.

Методам розрахунку поточкорозподілу приділялося і приділяється нині найпильніша увага. При розрахунку поточкорозподілу необхідно враховувати невизначеності в енергосистемі, наприклад, частоту відключення генераторів, зміну конфігурації мережі та зміну графіків навантаження. Крім того, сучасні енергосистеми з наявністю розподіленої генерації вводять додаткові коливання потужності в системі через їх неконтрольовані основні джерела. Для того щоб взяти до уваги невизначеності використовуються різні математичні підходи, наприклад, можуть бути використані ймовірнісний підхід, методи нечітких множин та інтервального аналізу. Імовірнісний підхід має міцне математичне обґрунтування та був застосований до енергосистем у різних галузях [12].

У 1974 році виник новий напрямок у розрахунках поточкорозподілу – ймовірнісний поточкорозподіл (ІП), в якому дані та результати вважалися випадковими величинами, і з'являлася можливість аналізувати результати розрахунків з точки зору їх достовірності та оцінки ймовірності появи різних подій. ЙП отримав подальший розвиток та застосування в енергосистемі в нормальному режимі роботи, при короткостроковому/довгостроковому плануванні, а також інших областях. Для ІП потрібне введення даних про функції щільності розподілу або функції закону розподілу, щоб отримати опис стану системи та поточкорозподілення щодо функції щільності або функції розподілу, щоб невизначеності системи могли бути враховані і відображені в

результаті. Були використані два напрямки розрахунків імовірнісного поточкорозподілу – метод статистичного моделювання (метод Монте-Карло) і метод перетворення числових характеристик (аналітичний), заснований на різних методах лінеаризації рівнянь встановленого режиму. Можна також говорити про змішаний підхід, використовує обидва зазначені напрямки. Головною проблемою методу Монте Карло є необхідність великої кількості розрахунків, що займає дуже багато часу. Для аналітичних методів основною проблемою є складні математичні обчислення та точність через різні наближення. Численні методи вирішення рівнянь встановленого режиму були пристосовані до обчислення числових характеристик випадкових величин та оцінки законів розподілу результатів розрахунку. Одночасно з ВП був розроблений метод стохастичного поточкорозподілу (СП) для вирішення тих самих проблем [13]. Метод СП заснований на припущенні, що імовірнісні розподіли станів системи та поточкорозподіл потужності змінюються по нормальному закону розподілу. Це припущення, хоч і спрощує розрахунок, але іншими вченими доведено, що вона не завжди надійна [11,13]. Таким чином, застосування СП дуже обмежене.

У роботі [12] надано великий огляд робіт з ІП опублікованих до 1988 року. Основними напрямками цих робіт є лінеаризація рівнянь поточкорозподілу, перебоїв у роботі мережі та взаємозалежності між потужностями вузлів електричної мережі. Тим не менш, з'явилися також численні роботи про ІП опубліковані з 1989 року по теперішній час, щодо таких питань, як ефективність алгоритмів, планування розвитку енергосистеми та включення пристроїв регулювання напруги [14].

Останнім часом розвиток ІП отримав додатковий поштовх, у зв'язку з появою «випадкової (розподіленої) генерації», де є кілька джерел (центрів живлення) з великою дисперсією потужності генерації для поновлюваних джерел електричної енергії.

Для застосування ІІ до розрахунку втрат електроенергії необхідно змоделювати потужність навантаження її розподілом за часом, подібно до функції розподілу ймовірності випадкової величини.

Енергія, що споживається, генерується або передається, реєструється лічильникам електроенергії шляхом інтегрування добутку миттєвих значень струму та напруги в точках обліку. Те ж саме ми можемо отримати за вимірюванням активної та реактивної потужності, інтегруючи графіки вимірювань в години за розрахунковий інтервал часу T_p . Використовуючи середнє значення потужності – математичне очікування за розрахунковий інтервал можна знайти електроенергію за формулою:

$$W = M[P]T_p. \quad (3.1)$$

У свою чергу математичне очікування потужності можна визначити з використанням функції розподілу на розрахунковому інтервалі, представлену подібно до функції розподілу ймовірностей випадкової величини [15]. Для цього графік навантаження впорядкуємо за зростанням, рисунок 3.1,а і знайдемо його розподіл за часом, рисунок 3.1,б, тобто по тимчасовій осі від 0 до T_p . Це легко уявити щодо відносного інтервалу часу, тобто для $T_p^* = 1$.

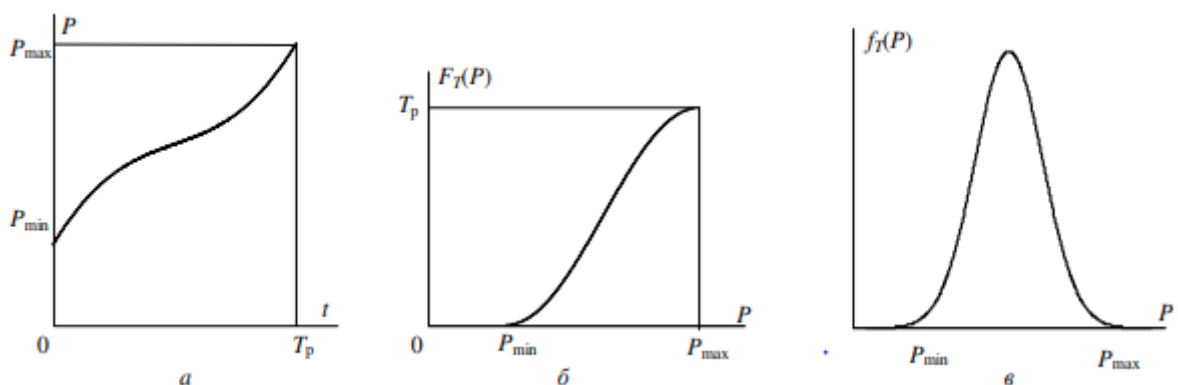


Рисунок 3.1. Розподіл потужності: *a* – графік потужності по зростанню; *б* - розподіл потужності за часом; *в* – щільність розподілу потужності за часом

Площа під кривою щільності розподілу за часом, рисунок 3.1, дорівнює T_p або одиниці у відносних одиницях. Виконуючи різні дії з потужністю P як із величиною, що має розподілу за часом, можливо, застосування апарату теорії ймовірностей та використовувати закон розподілу. Так нерівність $P < P_t$ слід трактувати як подія, при якій потужність не перевищує значення P_t та функція розподілу $F_T(P < P_t)$ дає загальну сумарну тривалість цієї події у годинах чи відносних одиницях. При цьому шкали реального часу тут немає.

Такому уявленню близький відомий графік навантаження тривалості, за якою визначають сумарну тривалість існування режимів із потужністю в заданих межах. Приклад такого графіка за тривалістю представлений на рисунку 3.2 для річного інтервалу часу.

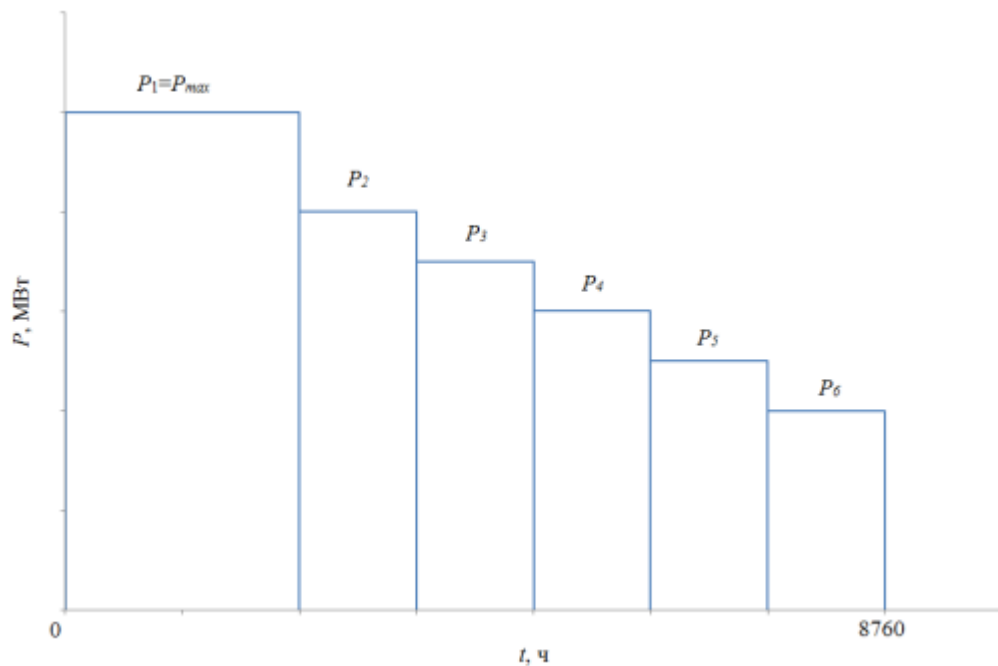


Рисунок 3.2. Графік по тривалості для річного інтервалу часу

Рівняння режиму, що встановився, використовуються для розрахунку потокорозподілу та в результаті їх чисельного вирішення визначаються напруги в вузлових точках мережі, за якими знаходяться потоки та втрати потужності у всіх елементах мережі. Для розрахунку енергорозподілу необхідно використовувати ті ж рівняння, але щодо математичних очікувань

потужностей та напруг, а також так званих моментів вищих порядків цих величин. До них насамперед належать дисперсії та коваріації величин.

3.2 Імовірно-статистичний метод розрахунку втрат електричної енергії для сільськогосподарських споживачів

Метод розрахунку полягає у обчисленні середніх за розрахунковий період втрат потужності в електричній мережі. Розрахунок полягає у вирішенні системи рівнянь усталеного режиму (РУР) при поданні потужностей навантажень вузлів випадковими величинами [14]. Така модель передбачає, що всі зміни потужностей, як регулярні (циклічні добові, тижневі та річні), так і нерегулярні (викликані іншими зовнішніми факторами, у тому числі і випадковими), описуються як випадкові. Закони розподілу потужностей відображають їх упорядковану варіацію в розрахунковому періоді, а числові характеристики визначаються опосередкуванням за часом єдиної реалізації – графіка навантаження на розрахунковому інтервалі. Необхідно перетворити одну систему випадків величин, потужності у вузлах, в іншу систему – напруги у вузлах мережі і потім за ними вирахувати математичне очікування втрат потужності. По суті, знання виду закону розподілу потужностей та напруги у вузлах мережі в цій постановці завдання не потрібно, необхідні лише їхні числові характеристики – математичні очікування та коваріаційні моменти. Тому вирішується часткове завдання - перетворення числових характеристик систем випадкових величин.

Система РУР, записана в декартовій системі координат, має мультиплікативну нелінійність за напругою вузлів. Незалежними змінними є дійсна U_i' та уявна U_i'' складові комплексу напруги в вузлах ($i = 1, \dots, n - 1$), де n - загальна кількість вузлів у схемі мережі.

У разі збігу базового та балансуєчого вузлів (прийнято номер 0) УР записуються у вигляді:

$$\begin{aligned}
U_i' \cdot \sum_{j=0}^{n-1} (G_{ij} \cdot U_j' - B_{ij} \cdot U_j'') + U_i'' \cdot \sum_{j=0}^{n-1} (B_{ij} \cdot U_j' + G_{ij} \cdot U_j'') &= P_i, \\
-U_i' \cdot \sum_{i=0}^{n-1} (B_{ij} \cdot U_j' + G_{ij} \cdot U_j'') + U_i'' \cdot \sum_{i=0}^{n-1} (G_{ij} \cdot U_j' - B_{ij} \cdot U_j'') &= Q_i.
\end{aligned} \tag{3.2}$$

де P_i та Q_i - потужності у вузлах мережі; G_{ij} і B_{ij} – елементи матриці вузлових провідностей (активна та реактивна складові).

Відомо, що у випадку для нелінійних рівнянь отримання числових характеристик шуканих величин можна зробити лише наближено. Проте для нелінійних РУР, записаних у декартових координатах, виявляється можливим отримати точні рівняння, що пов'язують математичні очікування коваріації потужностей та напруг у вузлах мережі.

Отримаємо вирази РУР щодо математичних очікувань складових комплексів напруги у вузлах з використанням коваріацій змінних. Для виведення цього виразу використовуємо систему РУР, записану в декартовій системі координат та властивості математичного очікування з курсу теорії ймовірностей. Розглянемо висновок розрахункового співвідношення з прикладу активної потужності. Візьмемо математичне очікування від обох частин першого рівняння системи (3.2) [15].

$$M[P_i] = \sum_{j=0}^{n-1} M[U_i' \cdot (G_{ij} \cdot U_j' - B_{ij} \cdot U_j'')] + \sum_{j=0}^{n-1} M[U_i'' \cdot (B_{ij} \cdot U_j' + G_{ij} \cdot U_j'')]; \tag{3.3}$$

$$M[P_i] = \sum_{j=0}^{n-1} M[U_i' \cdot U_j' \cdot G_{ij} - U_i' \cdot U_j'' \cdot B_{ij}] + \sum_{j=0}^{n-1} M[(B_{ij} \cdot U_j' \cdot U_j'' + G_{ij} \cdot U_i' \cdot U_j'')]; \tag{3.4}$$

$$M[P_i] = \sum_{j=0}^{n-1} \left(G_{ij} \cdot M[U_i' \cdot U_j'] - B_{ij} \cdot M[U_i' \cdot U_j''] + B_{ij} \cdot M[U_i'' \cdot U_j'] + G_{ij} \cdot M[U_i'' \cdot U_j''] \right); \tag{3.5}$$

$$\begin{aligned}
M[P_i] = \sum_{j=0}^{n-1} \left\{ G_{ij} [m_{U_i'} \cdot m_{U_j'} + \text{cov}(U_i', U_j')] - \dots - B_{ij} [m_{U_i'} \cdot m_{U_j''} + \text{cov}(U_i', U_j'')] + \right. \\
\left. + B_{ij} [m_{U_i''} \cdot m_{U_j'} + \text{cov}(U_i'', U_j')] + \dots + G_{ij} [m_{U_i''} \cdot m_{U_j''} + \text{cov}(U_i'', U_j'')] \right\}.
\end{aligned} \tag{3.6}$$

Аналогічно перетворюючи друге рівняння системи (3.2) отримаємо запис РУР щодо математичних очікувань складових комплексів напруг у вузлах з використанням підступів змінних у вигляді:

$$\sum_{j=0}^{n-1} \left\{ \begin{aligned} &G_{ij} \left[m_{U'_i} \cdot m_{U'_j} + \text{cov}(U'_i, U'_j) \right] - B_{ij} \left[m_{U'_i} \cdot m_{U''_j} + \text{cov}(U'_i, U''_j) \right] + \\ &+ B_{ij} \left[m_{U''_i} \cdot m_{U'_j} + \text{cov}(U''_i, U'_j) \right] + G_{ij} \left[m_{U''_i} \cdot m_{U''_j} + \text{cov}(U''_i, U''_j) \right] \end{aligned} \right\} = M[P_i],$$

$$\sum_{j=0}^{n-1} \left\{ \begin{aligned} &-B_{ij} \left[m_{U'_i} \cdot m_{U'_j} + \text{cov}(U'_i, U'_j) \right] - G_{ij} \left[m_{U'_i} \cdot m_{U''_j} + \text{cov}(U'_i, U''_j) \right] + \\ &+ G_{ij} \left[m_{U''_i} \cdot m_{U'_j} + \text{cov}(U''_i, U'_j) \right] - B_{ij} \left[m_{U''_i} \cdot m_{U''_j} + \text{cov}(U''_i, U''_j) \right] \end{aligned} \right\} = M[Q_i].$$

(3.7)

де $m_{U'_i} \cdot m_{U'_j}$, $m_{U''_i} \cdot m_{U''_j}$ – математичні очікування складових комплексів напруги у вузлах; $M[P_i]$ та $M[Q_i]$ – математичні очікування потужностей у вузлах мережі; $\text{cov}(U'_i, U'_j)$, $\text{cov}(U''_i, U''_j)$, $\text{cov}(U'_i, U''_j)$ – коваріації між складовими напруги у вузлах i та j .

Сумарні втрати потужності в мережі обчислюються через знайдені напруги у вузлах за формулами:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{k=0}^m G_k \left[(U'_i - U'_j)^2 + (U''_i - U''_j)^2 \right],$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_{k=0}^m \left\{ \begin{aligned} &B_k \left[(U'_i - U'_j)^2 + (U''_i - U''_j)^2 \right] - \dots \\ &\dots - \frac{B_{Ck}}{2} \left[(U_i'^2 + U_j'^2) + (U_i''^2 + U_j''^2) \right] \end{aligned} \right\},$$

(3.8)

де k - номер гілки ($k = 1, \dots, m$); m – число гілок у схемі мережі; B_C – ємнісна провідність ЛЕП.

У виразі (2.8) для реактивної потужності враховуються зарядні потужності ЛЕП.

Запропонований метод розрахунку втрат ЕЕ в розподільчих мережах, заснований на класичному, зрозумілому та загальновідомому підході до моделювання процесів передачі та розподілу електроенергії встановленими режимами, та доповнений за допомогою математичного апарату теорії ймовірностей з урахуванням дисперсій вихідної вимірювальної інформації – активної та реактивної потужностей. Запропонований метод дозволяє безпосередньо розраховувати втрати ЕЕ з досить низькою похибкою.

Розглянутий метод розрахунку втрат електричної енергії має такі особливості:

1) Потрібна побудова особливої математичної моделі навантажень вузлів – математичні очікування і підступні матриці потужностей у вузлах.

2) Розрахунок пов'язані з рішенням досить великий системи рівнянь.

3) Необхідно враховувати кореляційні зв'язки між потужностями всіх навантажень електричної мережі.

4) Розрахунок можливий для будь-якого розрахункового інтервалу - від декількох хвилин до року і враховує реверсивність потоків потужності у гілках мережі на розрахунковому інтервалі, що дає можливість розрахунку втрат електричної енергії складнозамкнутих електричних мереж.

Імовірно-статистичний метод дозволяє:

- врахувати конфігурацію всіх графіків активного навантаження вузлів мережі за розрахунковий період;

- врахувати графіки реактивних навантажень вузлів мережі;

- врахувати кореляційні зв'язки між активними та реактивними навантаження всіх вузлів мережі;

- можливий облік випадкової похибки у даних про навантаження у вузлах мережі.

Висновки по третьому розділу

На основі викладеного можна вважати розрахунки втрат електроенергії імовірностно-статистичним методом як складову частину задачі енергорозподілу в електричних мережах

Слід зазначити, що розрахунки втрат електроенергії передбачають визначення всіх структурних складових технічних втрат, тобто. навантажувальних та умовно-постійних з усім їх різноманіттям за видами обладнання. Зазвичай домінують втрати навантажувальні та втрати холостого ходу, тобто. втрати у ЛЕП та трансформаторах. Втрати в інших видах обладнання загалом, набагато менше, і розраховуються окремо від розрахунку поточкорозподілу. Строго кажучи, наявність втрат у додатковому обладнанні повинно бути враховано в розрахунках режимів, що встановилися, щоб додати до основних втрат так звані «втрати від втрат». Проте такі потужності не є значущими в розрахунках поточкорозподілу та у багатьох завданнях розраховуються окремо. В той же час, наявність додаткового обладнання, що враховується у розрахунках поточкорозподілу, наприклад, у частині реактивної потужності або додаткових витків регулюючої обмотки РПН трансформаторів, дає можливість врахувати та втрати активної енергії без додаткової моделі.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній кваліфікаційній роботі був проведений загальний технічний стан розподільчих мереж 10-0,4 кВ системи електропостачання сільських районів. Визначено, що втрати електроенергії при її передаванні виступають як основний показник ефективності роботи сільських електричних мереж та електропостачальних компаній.

У роботі розглянуто застосування ВП для розрахунку втрат електроенергії, для цього необхідно змодельовати потужність навантаження її розподілом за часом, подібно до функції розподілу ймовірності випадкової величини.

Визначені методи розрахунку втрат електроенергії при електрозабезпечення сільськогосподарських споживачів.

Розроблено математичну модель розрахунку втрат електроенергії імовірно-статистичним методом. Метод розрахунку полягає у обчисленні середніх за розрахунковий період втрат потужності електричної мережі. Розрахунок полягає у вирішенні системи РУР при поданні потужностей навантажень вузлів випадковими величинами. Відбувається перетворення однієї системи випадкових величин, потужності у вузлах, в іншу систему - напруги у вузлах мережі і потім за ними вирахувати математичне очікування втрат потужності. Втрати електроенергії виходять шляхом множення математичного очікування втрат потужності на розрахунковий інтервал часу. Слід зазначити особливість запису рівнянь режиму, що встановився, в декартовій системі координат, це дозволяє записати рівняння для математичних очікувань напруги і потужностей цілком коректно без використання прийому звичайної лінеаризації, що неможливе при використанні полярної форми запису рівнянь.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. М.: Издательство НЦ ЭНАС. -2002. 280 с.
2. <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/plan-rozvytku-oes-ukrayiny>
3. <https://eimg.pravda.com/images/doc/3/7/379eea8-info-23-original.jpg>
4. Железко Ю.С. Расчет нормативных характеристик технических потерь электроэнергии // Электрические станции. 2002. № 2.
5. Лыкин, А. В. Определение потерь электрической энергии на основе расчета энергораспределения в электрических сетях [Текст] / А. В. Лыкин, Н. А. Жилина // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2015. – № 2.– С. 197-202.
6. Воротницкий, В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие [Текст] / В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина. – М.: ИПК Госслужбы, 2003. – 64 с.
7. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии [Текст]: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко.– М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
8. Арзамасцев, Д.А. Снижение технологического расхода электроэнергии [Текст] / Д.А. Арзамасцев, А. В. Липес. – М.: Высшая школа, 1989. – 127 с.
9. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем [Текст]: учеб. для вузов / В.А, Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
10. Гамм, А. З. Статические методы оценивания состояния электроэнергетических систем [Текст] / А. З. Гамм. – М: Наука, 1976. –220 с.
11. Использование методических подходов теории оценивания состояния для

расчета и достоверизации потоков электрической энергии в сетях [Текст] / А.В. Паздерин, А.О Егоров, Е.С. Кочнева, В.О. Самойленко // Электричество, 2014. – № 10. – С. 14–21.

12. Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning [Текст] // A. M. Leite da Silva, S. M. P. Ribeiro, V. L. Arienti, R. N. Allan, M. B. Do Coutto Filho // IEEE Transactions on Power Systems. – 1990. – vol. 5, no.4. – P.1047-1053.

13. Schilling, M. Th. Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-1988) [Текст] / M. Th. Schilling, A. M. Leite da Silva, R. Billinton and M. A. El-Kady // IEEE Transactions on Power Systems. – 1990. – vol. 5, no. 1. – P. 1-11.

14. Лыкин, А.В. Расчёт потерь электрической энергии в электрических сетях вероятностно-статистическим методом [Текст] / А.В. Лыкин, Н.А. Жилина, А.Н. Нестерова // Электроэнергетика глазами молодёжи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: Сборник статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2010. Т1. С. 314-318.

15. Теория вероятностей и математическая статистика. Базовый курс с примерами и задачами [Текст]: учеб. пособие / А.И. Кибзун, Е.Р. Горянова, А.В. Наумов, А.Н. Сиротин. – М.: Физматлит, 2002. – 224 с.