

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Нелеп Олександр Васильович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Особливості аналізу технічних втрат електроенергії сільських мереж 10(6) кВ
(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

Нелеп О.В.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Пінкін Анатолій Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2021

АНОТАЦІЯ

Нелеп О. В. Особливості аналізу технічних втрат електроенергії сільських мереж 10(6) кВ. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2021.

У роботі розглянуті особливості аналізу методів розрахунку технічних втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах 10(6) кВ

Розглянуті причини виникнення технічних втрат в сільських розподільчих мережах високої та низької напруги, та показані методи розрахунку їх зниження.

Ключові слова: система електропостачання, втрати електроенергії, лінії електропостачання, нормування втрат.

ABSTRACT

Nelep O. V. Features of analysis of technical losses of electric power of rural networks of 10 (6) kV. Qualifying work on the receipt of educational master's degree after speciality 141 is Electroenergy, electrical engineering and electromechanics is the Polesye national university, Zhytomyr, 2021.

In-process the considered features of analysis of methods of calculation of technical losses of electric power are in the rural distributive networks of 10 (6) kV Considered reasons of origin of technical losses in the rural distributive networks of high and subzero tension, and the shown methods of calculation of their decline.

Keywords: system of power supply, loss of electric power, line of power supply, setting of norms of losses.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. СТРУКТУРА ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СІЛЬСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ.	6
1.1. Загальний аналіз та основні напрями роботи по зниженню втрат електроенергії в сільських електричних мережах	6
1.2. Структура технічних втрат електричної енергії в сільських розподільчих мережах.	6
1.3. Аналіз структурних складових технічних втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах.	8
1.3.1. Навантажувальні втрати.	10
1.3.2. Втрати режиму холостого ходу	12
1.3.3. Кліматичні втрати.	14
Висновки по розділу 1	
РОЗДІЛ 2. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СІЛЬСЬКИХ МЕРЕЖАХ 10(6) кВ.	14
2.1. Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії які використовуються для різних електричних мереж.	16
2.2. Методи розрахунку втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах 0,38-10(6) кВ.	18
2.3. Використання програм для розрахунку втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах	
Висновки по розділу 2	19
РОЗДІЛ 3. НОРМУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СІЛЬСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ	20
3.1. Нормування втрат. Особливості методів визначення нормативів втрат енергії в сільських мережах.	20
3.2. Нормативні характеристики втрат в розподільчих сільських мереж напругою 10(6) кВ.	22
Висновки по розділу 3	26
ВИСНОВКИ	37
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	39

ВСТУП

Для нормального функціонування єдиного господарського комплексу виникає необхідність постійного його забезпечення електричною енергією. Для цього електричну енергію необхідно транспортувати від місць її виробництва до електроспоживачів. При транспортуванні виникають неминучі втрати переданої електроенергії [1,3].— Один з важливих напрямків енергозбереження та підвищення якості електроенергії є зниження втрат електроенергії в електричних мережах до економічно обґрунтованого рівня .

При розвитку енергетичних систем в результаті дії цілком об'єктивних закономірностей відбувається неминуче зростання втрат електроенергії. Основними зростання втрат є:

- концентрації виробництва електроенергії на невеликій кількості електростанцій;

- зростання навантажень електричних мереж, але при цьому одночасно відбувається відставання темпів приросту пропускної здатності мереж від темпів зростання споживаної електроенергії ті її генерації [2]. Особливо гостро дана проблема стоїть в сільських розподільчих мережах 10(6) кВ.

В свою чергу ринкові відносини вносять додаткові проблеми в втрати електроенергії. Вартість втрат є однієї зі складових тарифу на електроенергію. Тому енергопостачальні організації повинні обґрунтовувати величину втрат електроенергії, включити їх в тарифи, а енергетичні підприємства – аналізувати ці обґрунтування й приймати або коректувати їх.

Аналіз та розробка методів розрахунку втрат електроенергії й вибору економічно обґрунтованих заходів щодо зниження втрат енергії в сільських мережах ведеться вже декілька десятків років. Сьогодні велика увага приділяється розробці та впровадженню методик нормування втрат [2,4].

У кваліфікаційній роботі розглянуті причини виникнення технічних втрат електроенергії, проблеми їх розрахунку, аналізу і нормування із сучасних позицій та оцінки економії електроенергії в сільських розподільчих мережах. В

даній кваліфікаційній роботі викладені теоретичні положення, та досвід практичних розрахунків по зниженню втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах.

Аналіз втрат електроенергії може проводитися по різним критеріям [1]: за характерними втратами (постійні, змінні), за класом напруги, по групам елементів, за виробничими надходженнями т. д. Виходячи із даного переліку фактичні втрати можуть бути поділені на основні чотири складові [1,3]:

- 1) технічні втрати електроенергії.
- 2) втрати електроенергії на власні потреби станцій і підстанцій..
- 3) інструментальні втрати електроенергії, які обумовлені погрішностями виміру параметрів.
- 4) комерційні втрати.

Тому аналіз методів розрахунку технічних втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах 10(6) кВ визначає **актуальність теми дослідження** в даній роботі.

Об'єктом дослідження методи розрахунку зниження технічних втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах 10(6) кВ.

Мета дослідження – глибокий аналіз причин виникнення технічних втрат в сільських розподільчих мережах високої та низької напруги, та обґрунтування рекомендацій по їх зниженню.

Предмет дослідження: провести дослідження виникнення технічних втрат в сільських розподільчих трифазних мережах і обґрунтувати вибір оптимальних методів нормування витрат.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

1. Нелеп О.В., СТРУКТУРА ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СІЛЬСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ.

Матеріали науково-практична конференції 1-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт Поліського національного університету. 18 січня 2021 Житомир, Україна.

2. Гончаренко Ю.П., Нелеп О.В. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СІЛЬСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ 0,38-10(6) кВ.

Матеріали науково-практична конференції 1-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт Поліського національного університету. 18 січня 2021 Житомир, Україна.

3. Гончаренко Ю.П., Нелеп О.В. НОРМАТИВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВТРАТ В РОЗПОДІЛЬЧИХ СІЛЬСЬКИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 10(6) кВ
Матеріали науково-практична конференції 1-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт Поліського національного університету. 18 січня 2021 Житомир, Україна.

РОЗДІЛ 1

СТРУКТУРА ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СІЛЬСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ.

1.1. Загальний аналіз та основні напрями роботи по зниженню втрат електроенергії в сільських електричних мережах

Втрати електроенергії в електричних мережах - найважливіший показник економічності їх роботи, аналізатор стану обліку електроенергії, ефективності діяльності енергопостачальних організацій в питанні збуту. Все це виразно свідчить про накопичення проблем, які вимагають невідкладних рішень в області розвитку, реконструкції та технічного переозброєння електричних мереж, вдосконалення методів і засобів їх експлуатації та управління, підвищення ефективності обліку електроенергії та надходження грошових коштів за поставлену споживачам електроенергію.

В даний час повсюди спостерігається зростання абсолютних і відносних втрат електроенергії при одночасному зменшенні відпустки її в мережу. Так, з 1994 по 2018 рр. абсолютні втрати електроенергії в електричних мережах України збільшилися з 17,7 до 21,6 млрд. кВт · год, а відносні - з 8,74 до 10,81%. В електричних мережах України в цілому відносні втрати зросли з 10,19 до 12,42% [1,3].

Типовий перелік заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах досить добре відомий і включений в галузеву інструкцію [2]. У загальному вигляді класифікація заходів представлена на схемі рис.1.1.

Як показують розрахунки, основний ефект в зниженні технічних втрат електроенергії може бути отриманий за рахунок технічного переозброєння, реконструкції, підвищення пропускної спроможності і надійності роботи електричних мереж, збалансованості їх режимів, тобто за рахунок впровадження капіталомістких заходів. Всі ці заходи були відображені в концепціях плану розвитку і переобладнання системи перерозподілу

електроенергії ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» на період з 2020 до 2024 років [3], та Енергетичної стратегії України на період до 2030 р [4].

Основними заходами, крім включених до [2], для системоутворюючих електричних мереж 110 кВ і вище є наступні:

- налагодження серійного виробництва і широке впровадження регульованих пристроїв (керованих шунтуючих реакторів, статичних компенсаторів реактивної потужності) для оптимізації потоків реактивної потужності і зниження неприпустимих або небезпечних рівнів напруги в вузлах мереж;

- будівництво нових ліній електропередачі і підвищення пропускної здатності існуючих ліній;

- розвиток нетрадиційної та відновлюваної енергетики (малих ГЕС, вітро та сонячних електростанцій) для передачі малих потужностей в віддалені дефіцитні вузли електричних мереж.

Очевидно, на найближчу і віддалену перспективу залишаються актуальними задачами оптимізація режимів електричних мереж по активній та реактивній потужності, регулювання напруги в мережах, оптимізація завантаження трансформаторів, виконання робіт під напругою і т. д.

До пріоритетних заходів щодо зниження технічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 0,38-10(6) кВ відносяться:

- використання 10 кВ в якості основного напруги розподільчої мережі;
- збільшення частки мереж з напругою 35 кВ;
- скорочення радіусу дії і будівництво ПЛ (0,38 кВ) в трифазному виконанні по всій довжині;

- застосування самоутримних ізольованих і захищених проводів для ПЛ напругою 0,38-10(6) кВ;

- використання максимального допустимого перетину дроту в електричних мережах напругою 0,38-10(6) кВ з метою адаптації їх пропускної здатності до зростання навантажень протягом всього терміну служби;

- розробка та впровадження нового, більш економічного, електрообладнання, зокрема, розподільних трансформаторів зі зменшеними активними і реактивними втратами холостого ходу, вбудованих в КТП і ЗТП конденсаторних батарей;

- застосування стовпових трансформаторів малої потужності (6-10 / 0,38 кВ) для скорочення протяжності мереж напругою 0,38 кВ і втрат електроенергії в них;

- більш широке використання пристроїв автоматичного регулювання напруги під навантаженням, вольтододаткових трансформаторів, засобів місцевого регулювання напруги для підвищення якості електроенергії та зниження її втрат;

- комплексна автоматизація і телемеханізація електричних мереж, застосування комутаційних апаратів нового покоління, засобів дистанційного визначення місць пошкодження в електричних мережах для скорочення тривалості неоптимальних ремонтних і післяаварійних режимів, пошуку і ліквідації аварій;

- підвищення достовірності вимірювань в електричних мережах на основі використання нових інформаційних технологій, автоматизації обробки телеметричної інформації та використання програмних продуктів.

Необхідно сформулювати нові підходи до вибору заходів щодо зниження технічних втрат і оцінки їх порівняльної ефективності в умовах акціонування енергетики, коли рішення по вкладення коштів приймаються вже не з метою досягнення максимуму "народногосподарського ефекту", а з метою отримання максимального прибутку даного АТ, досягнення запланованих рівнів рентабельності виробництва, розподілу електроенергії та т. п.

В умовах загального спаду навантаження і відсутності коштів на розвиток, реконструкцію та технічне переозброєння електричних мереж стає все більш очевидним, що кожен вкладена гривна в вдосконалення системи обліку сьогодні окупається значно швидше, ніж витрати на підвищення пропускної спроможності мереж і навіть на компенсацію реактивної

потужності. Удосконалення обліку електроенергії в сучасних умовах дозволяє отримати прямий і досить швидкий ефект. Зокрема, за оцінками фахівців, тільки заміна старих, переважно "малоамперних" однофазних лічильників класу 2,5 на нові класу 2,0 підвищує рівень збирання коштів за передану споживачам електроенергію на 10-20%.

Велике значення при виборі тих чи інших заходів по вдосконаленню обліку мають розрахунки та аналіз допустимих і фактичних небалансів електроенергії.

Основним і найбільш перспективним рішенням проблеми зниження комерційних втрат електроенергії є розробка, створення і широке застосування автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ), в тому числі для побутових споживачів, тісна інтеграція цих систем з програмним і технічним забезпеченням автоматизованих систем диспетчерського керування (АСДК), забезпечення АСКОЕ та АСДК надійними каналами зв'язку і передачі інформації, метрологічна атестація АСКОЕ.

Однак ефективне впровадження АСКОЕ - завдання довгострокове і дороге, вирішення якого можливе лише шляхом поетапного розвитку системи обліку, її модернізації, метрологічного забезпечення вимірювань електроенергії, вдосконалення нормативної бази.

На сьогоднішній день до першочергових завдань цього розвитку відносяться:

- здійснення комерційного обліку електроенергії (потужності) на основі розроблених для енергооб'єктів та атестованих методик виконання вимірювань (СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-55:2011) [5];

- періодична калібрування (повідка) лічильників індукційної системи з метою визначення їх похибки;

- заміна індукційних лічильників для комерційного обліку на електронні лічильники ;

- створення нормативної та технічної бази для періодичної повірки вимірювальних трансформаторів струму і напруги в робочих умовах експлуатації з метою оцінки їх фактичної похибки;

- створення пільгової системи оподаткування для підприємств, що випускають АСКОВЕ та енергозберігаюче обладнання;

- вдосконалення правової основи для запобігання розкрадань електроенергії, посилення цивільної та кримінальної відповідальності за ці розкрадання, як це має місце в промислово розвинених країнах;

- створення нормативної бази для ліквідації "безгосподарних" споживачів і електричних мереж, забезпечення беззбиткових умов їх прийняття на баланс і обслуговування енергопостачальними організаціями;

- створення законодавчої та технічної бази для впровадження приладів обліку електроенергії з передплатою.

Дуже важливе значення на стадії впровадження заходів щодо зниження втрат електроенергії в мережах має так званий людський фактор, під яким розуміється:

- навчання і підвищення кваліфікації персоналу;

- усвідомлення персоналом важливості для підприємства в цілому і для його працівників особисто ефективного вирішення поставленого завдання;

- мотивація персоналу, моральне і матеріальне стимулювання;

- зв'язок з громадськістю, широке повідомлення про цілі і завдання зниження втрат, очікуваних і отриманих результатах.

Для того щоб вимагати від персоналу енергозбуту, підприємств і працівників електричних мереж виконання нормативних вимог з підтримки системи обліку електроенергії на належному рівні, для достовірного розрахунку технічних втрат, виконання заходів щодо зниження втрат, персонал повинен знати ці нормативні вимоги і вміти їх виконувати. Крім того, він повинен хотіти їх виконувати, тобто бути морально і матеріально зацікавленим у фактичному, а не в формальному зниженні втрат. Для цього необхідно проводити систематичне навчання персоналу не тільки теоретично,

але і практично, з переатестацію і контролем засвоєння знань (іспитами). Навчання повинно проводитися для всіх рівнів - від керівників підрозділів, служб і відділів до рядових виконавців.

Керівники повинні вміти вирішувати спільні завдання управління процесом зниження втрат в мережах, виконавці - вміти вирішувати конкретні завдання. Метою навчання повинно бути не тільки отримання нових знань і навичок, а й обмін передовим досвідом, поширення цього досвіду у всіх підприємствах енергосистеми.

Однак слід відмітити, що одних знань і умінь недостатньо. В енергопостачальних організаціях повинна бути розроблена, затверджена система заохочення за зниження втрат електроенергії в мережах, виявлення розкрадань електроенергії з обов'язковим залишенням частини отриманого прибутку від зниження втрат (до 50%) в розпорядженні персоналу, який отримав цей прибуток.

Очевидно, необхідні нові підходи до нормування втрат електроенергії в мережах, які повинні враховувати не тільки їх технічну складову, але і систематичну складову похибки розрахунку втрат і системи обліку електроенергії.

Дуже важливим є контроль з боку керівників енергосистеми, підприємств, районів, електромереж і енергозбуту за ефективністю роботи контролерів, майстрів і монтерів РЕМ з метою запобігання отримання особистого доходу безпосередньо з винуватців розкрадань, "допомоги" споживачам щодо несанкціонованого підключення до мереж і т. п.

В кінцевому рахунку, повинен бути створений такий економічний механізм, який ставив би в пряму залежність преміювання персоналу від його активності та ефективності в області зниження втрат.

1.2. Структура технічних втрат електричної енергії в сільських розподільчих мережах.

При передачі електричної енергії до споживачів в елементах електричних мереж закономірно виникають втрати, основними із яких являються технічні втрати[1,6] . Для оцінки величини втрат електроенергії в різних елементах сільських розподільчих мережах та визначення необхідних заходів, спрямованих на їх зниження, необхідне проведення детального аналізу їх структури (рис.1.1).

Звітні втрати електроенергії $\Delta W_{звіт}$. Це різниця електроенергії, що надійшла в мережу, і електроенергії, яка відпущена з мережі споживачам. Дані втрати включають в себе різні складові: безпосередньо втрати в елементах мережі за рахунок фізичних явищ, витрата електроенергії визвані роботою електрообладнання встановленого на підстанціях яке забезпечує передавання електроенергії, похибки при контролі електроенергії приладами її обліку, розкрадання електроенергії, а також несплату або неповну оплату споживаної електроенергії.

Критеріями поділ втрат на складові можуть бути :

- характер втрат (постійні, змінні),
- клас напруги,
- групи елементів,
- виробничі підрозділи і т.д.

Відповідно до специфіки методів визначення кількісних значень звітних втрат, та її фізичної природи вони можуть бути розділені на чотири групи:

1) *технічні втрати електроенергії $\Delta W_{тех}$,* обумовлені фізичними процесами в проводах і електрообладнанні, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах.

2) *витрати електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{вл.пот.}$,* обумовлені необхідністю забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу. Дані втрати визначається показниками лічильників, які встановлені на трансформаторах власних потреб станцій та підстанцій;

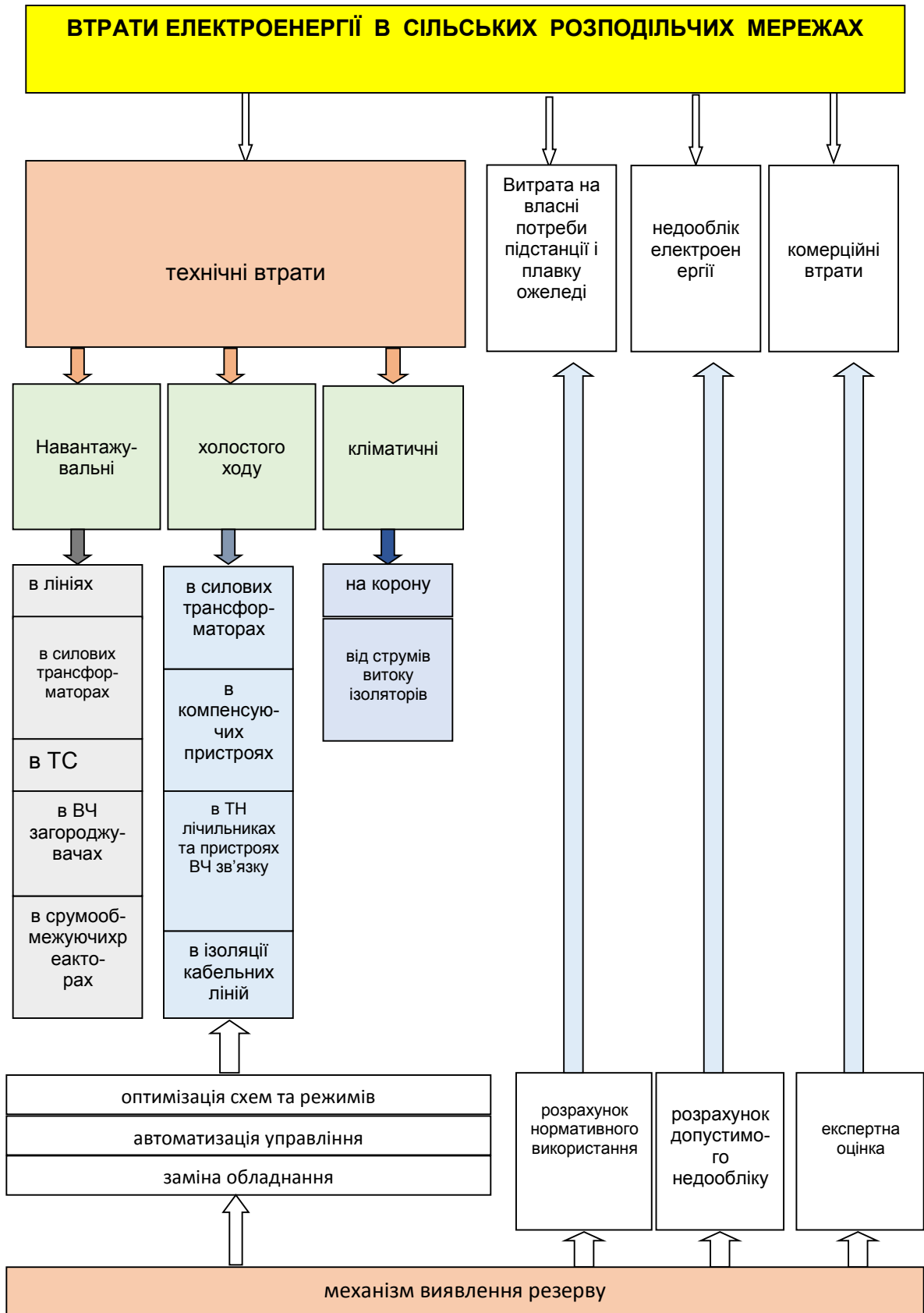


Рисунок 1.1. Структура технічних втрат електроенергії

3) *втрати електроенергії при її вимірюванні за рахунок інструментальних похибок*

4) *комерційні втрати $\Delta W_{\text{ком}}$* . Вони обумовлені недоплатою побутовими споживачами за використану електроенергію, її розкраданнями, та іншими технічними причинами в організації контролю за споживанням енергії. Дані втрати визначають як різницю між звітними втратами і сумою перших трьох складових втрат:

$$\Delta W_{\text{ком}} = \Delta W_{\text{звіт.}} - \Delta W_{\text{вл.пот.}} - \Delta W_{\text{тех}} - \Delta W_{\text{інс.}} \quad (1.1)$$

Перші три складові структури втрат обумовлені технологічними потребами які виникають при передачі електроенергії по електромережі і неточністю інструментального обліку між відпущеною та одержаною електроенергією споживачами. Дані втрати доцільно назвати *технологічними втратами*. Остання четверта складова відноситься до комерційних втрат, які являють собою вплив "людського фактору" і включають в себе наступні його прояви: розкрадання електроенергії споживачами шляхом зміни показань лічильників, несплату або неповну оплату за споживану електроенергію та інші.

Критерії, які відносять ту чи іншу частини електроенергії до втрат можуть бути *фізичного і економічного* характеру [6].

До фізичних втрат можна віднести всі технічних втрат, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та підстанцій а також комерційні втрати. Дані втрати дійсно пов'язані з фізикою розподілу енергії по мережі. Перші дві складові фізичних втрат визначаються технологією передачі електроенергії по мережах, а третя складова - контролем кількості переданої та споживаної електроенергії.

З економічної точки зору, втрати можна визначати як частину електроенергії, яка складає різницю між зареєстрованим корисним відпуском електроенергії та виробленої на своїх електростанціях і закупленої у інших її виробників. В даному разі зареєстрований корисний відпуск електроенергії

тут не тільки той, грошові кошти за який дійсно надійшли на розрахунковий рахунок енергопостачальної організації, а і той, на який виставлено рахунки, тобто зафіксовано споживання електроенергії. Реально показники лічильників, які фіксують споживання енергії побутовими абонентами, як правило невідомі. Відпуск електроенергії побутовим абонентам визначають безпосередньо по одержаній оплаті за місяць, тому слідством цього являється те, що таких втрат відносять всю неоплачену енергію.

З економічної точки зору витрата електроенергії на власні потреби підстанцій та підстанцій не відрізняється від витрати в елементах мереж при передачі електроенергії іншим споживачам.

Недооблік обсягів корисної відпущеної електроенергії також відноситься до економічних втрат, як і дві вище перераховані складові. Це ж саме можна сказати і про розкрадання електроенергії. Тому, всі чотири вище згадані складові втрат з економічної точки зору однакові .

Технічні втрати електроенергії визначені наступними структурними складовими:

- втрати навантаження в обладнанні станцій та підстанцій. До них можна віднести втрати в лініях підведення і силових трансформаторах, а також втрати в вимірювальних трансформаторах струму, високочастотних загороджувачів (ВЗ) ВЧ - зв'язку і струмообмежуючих реакторах. Дані елементи включаються в "розтин" живильної лінії послідовно, тому втрати в них залежать від про через них потужності.

- втрати холостого ходу, до яких можна віднести втрати в електроенергії в силових трансформаторах, компенсуючих пристроях (КП), трансформаторах напруги, лічильниках і пристроях приєднання ВЧ-зв'язку, а також втрати в ізоляції кабельних ліній.

- кліматичні втрати, до яких можна віднести два види втрат: втрати на корону і втрати за рахунок струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній, станцій та підстанцій. Дані втрати напряму залежать від погодних умов.

Технічні втрати в електричних мережах енергетичних систем необхідно розраховувати в трьох діапазонах напруги [9]:

- в живильних мережах високої напруги 35 кВ і вище;
- в розподільних мережах середньої напруги 6 - 10 кВ;
- в розподільних мережах низької напруги 0,38 кВ.

Основну частку втрат електроенергії в сумарних втратах по всьому ланцюгу передачі електроенергії від джерел до електроприймачів вносять розподільні мережі 0,38 -10(6) кВ, які експлуатуються РЕМ. Це визначено особливостями будови, функціонуванням та організацією експлуатації даних мереж, а саме великою кількістю елементів в мережі, розгалуженістю схем, малою забезпеченістю приладами обліку, відносно малим завантаженням елементів і т.д. [8]

В даний час по кожному РЕМ енергосистем технічні втрати в мережах 0,38 -10(6) кВ розраховуються щомісячно та сумуються за рік. Отримані значення втрат в наступному використовуються в плануванні розрахунку нормативних втрат електроенергії на наступний рік.

Розглянемо структурні складові технічних втрат електроенергії більш докладніше.

1.3. Аналіз структурних складових технічних втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах.

1.3.1. Навантажувальні втрати.

Втрати енергії в проводах ПЛ, кабелях і обмотках трансформаторів пропорційні квадрату струму навантаження який протікає по ним, і тому їх називають навантажувальними втратами. По скільки навантажувальні втрати визначаються змінним в часі струмом навантаження, то їх часто називають змінними [6].

Навантажувальні втрати електроенергії включають:

1) Втрати в лініях електропередачі і силових трансформаторах. У загальному вигляді дані втрати визначаються за формулою в тис. кВт-год:

$$\Delta W_{\text{cut.}} = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) dt = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2, \quad (1.2)$$

де $I(t)$ – струм в момент часу t ;

Δt – інтервал часу між послідовними його вимірюваннями, якщо вимірювання здійснюється через рівні достатньо малі інтервали часу.

2) Втрати в трансформаторах струму. Втрати активної потужності в вторинному ланцюзі трансформатора струму визначені трьома складовими: втрати в первинній ΔP_1 і вторинній ΔP_2 обмотках і втратами в навантаженні вторинного ланцюга $\Delta P_{н2}$. Нормоване значення навантаження вторинного ланцюга більшості трансформаторів струму напругою 10 кВ і номінальним струмом менше 2000 А, які складають основну частину всіх трансформаторів струму, експлуатованих в мережах становить 10 ВА при класі точності трансформатора струму $K_{TC} = 0,5$ і 1 ВА при $K_{TC} = 1,0$. Для трансформаторів струму напругою 10 кВ і номінальним струмом рівним і більше 2000 А та для трансформаторів струму напругою 35 кВ ці значення в два рази більше, а для трансформаторів струму напругою рівною і вище 110 кВ - в три рази більше. Величина втрат електроенергії в трансформаторі струму одного приєднання, в тис. кВт-год для розрахункового періоду тривалості T днів, визначається по формулі:

$$\Delta W_{TC} = (a + b \cdot \sqrt{K_{TC}}) \cdot \beta_{TC\text{екв}}^2 \cdot T \cdot 10^{-6}, \quad (1.3)$$

де $\beta_{TC\text{екв}}$ – коефіцієнт еквівалентного струмового навантаження ТС;

a і b – коефіцієнти які залежать від питомих втрат потужності в ТС і його вторинному ланцюзі Δp_{TC} . Величина питомих втрат вторинного ланцюга визначається виразом:

$$\Delta p_{TC} = 2 \cdot \left[40 + 2 \cdot (6 + 0,5 \cdot 15 \cdot \sqrt{K_{TC}}) \right] = 104 + 30 \cdot \sqrt{K_{TC}}. \quad (1.4)$$

3) Втрати в високовольтних загороджувачах зв'язку. Сумарні втрати в високовольтних загороджувачах та пристрої приєднання на одній фазі ПЛ можна визначити по формулі, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{B3} = (\Delta P_{\text{ном}} \cdot \beta_{B3}^2 + \Delta P_{\text{пр}}) \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (1.5)$$

де β_{B3} – відношення середньоквадратичного робочого струму високовольтного загороджувача за розрахунковий період до його номінального струму;

ΔP_{np} – втрати в пристроях приєднання.

1.3.2. Втрати режиму холостого ходу

Для електричних мереж 0,38-10(6) кВ до складових втрат в режимі холостого ходу можна віднести:

1) Втрата електроенергії силового трансформатора в режимі холостого ходу, яка визначається за період часу T по формулі, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{xx} = \frac{\Delta P_{xx}}{U_n} \cdot \int_0^T U^2(t) dt, \quad (1.6)$$

де ΔP_{xx} – втрати потужності холостого ходу трансформатора при номінальній напрузі U_n ;

$U(t)$ – напруга на ввіді високої напруги трансформатора для моменту часу t .

2) Втрати в компенсуючих пристроях (КП). В якості компенсуючих пристроїв у розподільчих мережах 0,38-10(6) кВ, як правило, використовуються батареї статичних конденсаторів (БСК). Відповідно втрати в них визначаються на основі відомих питомих втрат потужності $\Delta P_{БСК}$, кВт/кВАр:

$$\Delta W_{БСК} = \Delta P_{БСК} W_{Q_{БСК}}, \quad (1.7)$$

де - $W_{Q_{БСК}}$ реактивна енергія, яка вироблена конденсаторною батареєю за розрахунковий період, а величина $\Delta P_{БСК}$ в більшості випадків приймається 0,003 кВт/кВАр.

3) Втрати в трансформаторах напруги. В трансформаторах напруги (ТН) втрати активної потужності складаються із втрат в самому ТН і втрат у вторинному ланцюзі навантаження:

$$\Delta P_{ТН} = \Delta P_{1ТН} + \Delta P_{2ТН}. \quad (1.8)$$

Втрати в ТН ΔP_{1TH} складаються в основному з втрат в сталі магнітопроводу трансформатора. Вони зростають зі зростанням номінальної напруги. Для однієї окремо взятої фази чисельно дорівнюють номінальній напрузі мережі. У розподільчих мережах напругою 0,38-10(6) кВ вони становить близько 6-10 Вт.

Втрати у вторинному ланцюзі навантаження ΔP_{2TH} залежать від класу точності ТН K_{TH} . Для трансформаторів напругою 6-10 кВ ця залежність є лінійною, та складає при номінальному навантаженні трансформатора напруги $\Delta P_{2TH} \approx 40$ Вт. На практиці, однак, вторинні ланцюги ТН часто перевантажені, тому ці значення потрібно помножити на коефіцієнт навантаження вторинного ланцюга ТН β_{2TH} . З урахуванням всього відміченого, загальні втрати електроенергії в ТН і навантаженні його вторинного ланцюга визначаються формулами, тис. кВт·год:

$$\Delta W_{TH} = (U + \beta_{2TH} \cdot \Delta P_{2TH} \cdot K_{TH}) \cdot T \cdot 10^{-6}. \quad (1.9)$$

4) Втрати в ізоляції кабельних ліній, які визначаються по формулі, кВт·год:

$$\Delta W_{каб} = T \cdot b_c \cdot U^2 \cdot tg\varphi \cdot L_{каб}, \quad (1.10)$$

де b_c - ємнісна провідність кабелю, Сім/км;

U – напруга мережі, кВ;

$L_{каб}$ - довжина кабелю, км;

$tg\varphi$ - тангенс кута діелектричних втрат, який визначається по формулі:

$$tg\varphi = (0,003 + 0,0002 \cdot T_{cl}) \cdot (1 + \alpha_{cm} \cdot T_{cl}), \quad (1.11)$$

де T_{cl} - число років експлуатації кабелю;

α_{cm} - коефіцієнт старіння, який враховує старіння ізоляції протягом експлуатації. За рахунок старіння відбувається збільшення тангенса кута діелектричних втрат (про що свідчить другий множник в дужках).

1.3.3. Кліматичні втрати.

Для більшості видів втрат необхідно враховувати вплив погодних умов. Погодні умови значною мірою впливають на рівень електроспоживання, потоки потужності в гілках електричних мереж і напругу в вузлах мережі. Сезонна динаміка суттєво впливає на навантажувальні втрати, втрати електроенергії на власні потреби станцій і підстанцій та на недооблік електроенергії. Слід відмітити, що основним фактором погодних умов який впливає на втрати є температура повітря.

Крім температури, на складові втрат, значно впливає погоди. Погодні умови можуть викликати втрати на корону, які виникають в наслідок через великої напруженості електричного поля на поверхні проводів високовольтних ліній електропередачі. До видів погоди які слід враховувати при розрахунку втрат на корону відносять сніг, дощ і паморозь (в порядку зростання втрат).

При зволоженні забрудненого ізолятора на його поверхні виникає провідне середовище, (електроліт), яке сприяє виникненню та пртіканню струму витоку. Ці втрати відбуваються в основному при вологій погоді (туман, роса, морозячі дощі). За даними статистики річні втрати електроенергії в мережах через струми витоку по ізоляторах ПЛ всіх напруг виявляються сумірними з втратами на корону. Величина їх сумарного значення складає приблизно половини даних втрат і припадає на мережі 35 кВ і нижче [7,9] . Слід відмітити, що струми витоку та втрати на корону носять чисто активний характер і тому їх відносять до прямої складової втрат електроенергії [7].

Кліматичні втрати включають:

- 1) Втрати на корону.

На дані втрати суттєво впливає перетин дроту і робоча напруга. Менший перетин і вища напруга приводять до збільшення питомої напруженості на поверхні проводу. Крім того на втрати на корону впливають конструкція фази, протяжність лінії електропередачі, а також погодні умови. Питомі втрати при різних погодних умовах визначають на підставі експериментальних досліджень [9].

2) Втрати на ізоляторах повітряних ліній за рахунок струмів витоку. Мінімальна довжина шляху струму витоку по ізоляторах нормується в залежності від ступеня забрудненості атмосфери (СЗА) [7,9].

Потужність, яка виділяється на одному ізоляторі визначається формулою, кВт:

$$P_{iz} = \frac{U_{iz}^2}{R_{iz}}, \quad (1.11)$$

де U_{iz} – напруга, яка приходить на ізолятор, кВ;

R_{iz} – опір ізолятора, кОм.

Втрати електроенергії, обумовлені струмами витоку по ізоляторам ПЛ визначаються формулою, тис.кВт-год:

$$\Delta W_{iz} = \frac{U_{ном}^2}{3 \cdot R_{iz} \cdot N_{iz}} \cdot T_{вол} \cdot N_{zip} \cdot 10^3, \quad (1.12)$$

де $T_{вол}$ – тривалість вологої погоди за розрахунковий період (туман, роса, нежить);

N_{zip} – число гірлянд ізолятора.

Висновки по першому розділу

В першому розділі було проведено аналіз та загальну структуру існуючих втрат в розподільчих сільських мережах електропостачання.

Приведений аналіз структурних складових технічних втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах та навантажувальні втрати в устаткуванні підстанцій.

Визначено, що у структурі втрат по елементах системи електропостачання основна частина втрат приходить на лінії електропередач та отрансформаторах підстанцій в режимі холостого ходу.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СІЛЬСЬКИХ МЕРЕЖАХ 10(6) кВ.

2.1. Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії які використовуються для різних електричних мереж.

Для визначення втрат за інтервал часу T необхідно знати величину параметрів R і ΔP_{xx} , а також залежність $I(t)$ і $U(t)$ від часу на всьому інтервалі спостереження. Слід відмітити, що параметри R і ΔP_{xx} , як правило відомі, і в розрахунках їх приймають постійними [2]. Однак необхідно враховувати, що опір провідника залежить від температури.

Інформація про параметри режиму мереж $I(t)$ і $U(t)$ може бути надана лише після проведення контрольних вимірів. На підстанціях без обслуговуючого персоналу вони заміряються 3 рази за контрольовану добу [3]. Ця інформація є неповною і обмежено достовірною, так як заміри проводяться приборами певного класу точності і не одночасно на всіх підстанціях.

Для розрахунків навантажувальних втрат, в залежності від повноти інформації про навантаження елементів мережі, можуть використовуватися наступні методи:

- 1) Метод по елементних розрахунків з використанням формули:

$$\Delta W_n = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^k R_i \cdot \sum_{j=1}^{T/\Delta t} I_{ij}^2, \quad (2.1)$$

де k - число елементів мережі;

I_{ij} - струмове навантаження i -го елемента опром R_i в момент часу j ;

Δt - періодичність опитування датчиків, фіксуючих струмові навантаження елементів.

- 2) Метод характерних режимів, при якому використовується формула:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot t_i, \quad (2.2)$$

де ΔP_i – навантажувальні втрати потужності в мережі в i -му режимі

тривалістю t_i годин;

n - число режимів.

3) Метод характерних діб, з використанням формули:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{n \text{ доб.}i} \cdot D_{\text{екв.}i}, \quad (2.3)$$

де m – число характерних діб, втрати електроенергії за кожні з яких, розраховуються по відомим графікам навантаження в вузлах мережі та складають $\Delta W_{n \text{ доб.}i}$.

$D_{\text{екв.}i}$ – еквівалентна тривалість протягом року i -го характерного графіка (число діб).

4) Метод числа найбільших втрат τ , з використанням формули:

$$\Delta W_n = \Delta P_{\text{мак}} \cdot \tau, \quad (2.4)$$

де $\Delta P_{\text{мак}}$ – втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі.

5) Метод середніх навантажень з використанням формули:

$$\Delta W_n = \Delta P_{\text{ср}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T, \quad (2.5)$$

де $\Delta P_{\text{ср}}$ – втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях вузлів (або мережі в цілому) за період часу T ;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіків потужності або струму.

6) Статистичні методи. Дані методи використовують регресійні залежності втрат електроенергії від узагальнених характеристик конфігурації електричних мереж і режимів їх роботи.

Перші п'ять методів базуються на проведенні електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантаженні електроприймачів. Інакше їх називають схемотехнічними [7].

Статистичні методи розрахунків втрат електроенергії базуються на основі стійких статистичних залежностей втрат електроенергії від узагальнених параметрів мережі (сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, числа підстанцій та ін.). Самі ж залежності визначають на основі

статистичної обробки певної кількості розрахункових параметрів елементів мереж, для кожного з якої відомі розраховане значення втрат і значення факторів, які визначають дані втрати.

Статистичні методи не дозволяють визначити конкретні заходи по зниженню втрат. Їх використовують тільки для оцінювання сумарних втрат в мережі. Якщо ж їх застосовувати до великої кількості об'єктів, наприклад ліній 6-10 кВ, то вони дозволяють виявити з великою ймовірністю ті електроспоживачі, в яких мають місце підвищені втрати [7]. Це дозволяє сильно зменшити обсяг розрахунків, а отже, і зменшити трудовитрати на їх проведення.

При проведенні схемотехнічних розрахунків вихідні дані і результати розрахунків можуть надаватись в ймовірнісній формі, у вигляді математичних очікувань та дисперсій. Так як в даних розрахунках використовується апарат теорії ймовірностей, тому ці методи називаються імовірнісними схемотехнічними методами [9].

Для визначення τ і k_ϕ , які використовуються в методах 4 і 5, існує ряд формул. Найбільш використовуваними для практичних розрахунків є наступні:

$$\tau = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3} \cdot T; \quad (2.6)$$

$$k_\phi = \frac{1 + 2k_3}{3 \cdot k_3}; \quad (2.7)$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка навантаження, який дорівнює відносному числу годин використання максимального навантаження.

При розрахунках втрат електроенергії в залежності від особливості схем і режимів електричних мереж та інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, які визначаються різними методами [6]:

1) електричні мережі міжсистемного зв'язку напругою 220 кВ і вище, за допомогою яких здійснюється обмін потужністю між енергосистемами.

Для електричних мереж міжсистемного зв'язку, які є транзитними, характерна наявність змінних за величиною і за знаком навантажень. Параметри режимів даних мереж як правило вимірюються щогодини.

2) замкнуті електричні мережі 110 кВ і вище, які практично не беруть участь в обміні потужністю між енергосистемами;

3) радіальні розімкнуті електричні мережі напругою 35-150 кВ.

У живильних електричних мережах напругою 110 кВ і вище та розподільних розімкнутих мереж напругою 35-150 кВ параметри режиму визначаються в дні контрольних замірів (характерні зимовий і літній дні). Крім того, розімкнені мережі напругою 35-150 кВ виділяють в окрему групу в зв'язку з можливістю визначення розрахункових втрат в них окремо від розрахунків втрат в замкнутій мережі.

4) розподільні електричні мережі напругою 6-10 кВ.

Необхідно відмітити, що в розімкнених мережах напругою 6-10 кВ, як правило, відомі навантаження на головній вітці кожної лінії у вигляді потужності або струму.

5) розподільні електричні мережі напругою 0,38 кВ.

В електричних мережах напругою 0,38 кВ мають місце лише епізодичні виміри сумарного навантаження у вигляді фазних струмів і втрат напруги в мережі.

Таким чином для мереж різного призначення можна рекомендувати наступні методи розрахунку [7].

Для окремих ліній електропередачі і трансформаторів, втрати в яких істотно залежать від транзитних перетоків електроенергії, переважно рекомендуються методи по елементних розрахунків.

Методи характерних режимів рекомендуються для розрахунку втрат в системоутворюючих і транзитних мережах при наявності телеінформації про навантаження вузлів, періодично переданої в розрахунковий центр (РЦ) енергосистеми. Обидва методи – по елементний та характерних режимів -

засновані на оперативних розрахунках втрат потужності в мережі або її елементах.

Для розрахунку втрат в замкнених мережах напругою 35 кВ і вище само збалансованих енергосистем та розімкнених мереж напругою 6-150 кВ можуть бути використані методи характерних діб і числа годин найбільших втрат.

Для розімкнених мереж напругою 6-150 кВ при наявності даних про пропущену електроенергію за визначений період по головній ділянці мережі при відносно однорідних графіках навантаження вузлів застосовується методи середніх навантажень.

Для визначення втрат в мережах напругою 0,38 кВ бажано використовувати статистичні методи.

Всі методи, які застосовуються для розрахунків втрат в мережах більш високих напруг, можуть використовуватися для розрахунку втрат і в мережах більш низької напругу при наявності відповідної інформації.

2.2. Методи розрахунку втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах 0,38-10(6) кВ.

В загальному випадку мережі 0,38-10(6) кВ енергосистем характеризуються відносною простотою схеми кожної лінії, великою кількістю таких ліній і незначною кількістю даних про навантаження трансформаторів. Для розрахунків втрат електроенергії в цих мережах є недоцільним використання методів, аналогічних застосовуваним в мережах більш високої напругу і заснованих на наявності інформації про кожен елемент мережі. Відповідно цього, на практиці набули поширення методи, засновані на представленні ліній 0,38-10(6) кВ у вигляді еквівалентних опорів [8].

Навантажувальні втрати електроенергії в лінії визначають за однією з двох формул в залежності від того, яка інформація про навантаження головної

ділянки присутня - активна W_P і реактивна W_Q енергія, передана за час T , або максимальне струмове навантаження I_{max} :

$$\Delta W_n = \frac{W_P^2 \cdot k_{\phi P}^2 + W_Q^2 \cdot k_{\phi Q}^2}{U_{ек}^2} \cdot R_{ек} \cdot T, \quad (2.8)$$

або

$$\Delta W_n = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot \tau \cdot R_{ек}, \quad (2.9)$$

де $k_{\phi P}$ і $k_{\phi Q}$ – коефіцієнти форми графіків навантаження активної і реактивної потужності;

$U_{ек}$ – еквівалентна напруга мережі, яка враховує зміну фактичної напруги як в часі, так і подовж лінії.

Якщо графіки P і Q на головній ділянці мережі не реєструються, то коефіцієнти форми графіка рекомендовано визначати по (2.7).

Еквівалентна напруга визначається по емпіричній формулі:

$$U_{ек} = \sqrt{k_1 \cdot U_1^2 + (1 - k_1) \cdot U_2^2}, \quad (2.10)$$

де U_1 і U_2 – напруга в центрах живлення (ЦЖ) в режимах найбільшого та найменшого навантаження; $k_1=0,9$ для мереж 0,38-10(6) кВ. Для даного випадку формула (2.8) буде мати вигляд:

$$\Delta W_n = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{ек}^2} \cdot k_{\phi}^2 \cdot R_{ек} \cdot T, \quad (2.11)$$

де k_{ϕ}^2 визначають по виразу (2.7), виходячи з даних про коефіцієнт заповнення графіка активного навантаження. З урахуванням розбіжні часу виміру струмового навантаження з невідомим часом його дійсного максимуму формула (2.9) дає занижені результати [10]. Усунення систематичної похибки досягається збільшенням значення, одержуваного по (2.9), в 1,37 рази [8,10].

Розрахункова формула набуває вигляду:

$$\Delta W_n = 4,1 \cdot I_{max}^2 \cdot \tau \cdot R_{ек}. \quad (2.12)$$

Еквівалентний опір лінії 0,38-10(6) кВ при невідомому навантаженні елементів визначається виходячи із припущення про однакові відносні навантаження трансформаторів. В даному випадку розрахункова формула має вигляд [9]:

$$R_{ек} = (\sum_{i=1}^n S_{Ti}^2 \cdot R_{ли} + \sum_{j=1}^m S_{Tj}^2 \cdot R_{Tj}) / S_{PT}^2, \quad (2.13)$$

де S_{Ti} - сумарна номінальна потужність розподільчих трансформаторів (РТ), які одержують живлення по i -му ланцюгу ліній опором $R_{ли}$,

n - число ланцюгів ліній;

S_{Tj} - номінальна потужність i -го РТ опором R_{Tj} ;

m - число РТ;

S_{PT} - сумарна потужність РТ, приєднаних до розглянутої лінії.

Розрахунок $R_{ек}$ по формулі (2.13) передбачає обробку схеми кожної лінії напругою 0,38-10(6) кВ. Внаслідок великої кількості ліній, такий розрахунок $R_{ек}$ може бути складним через великі трудовитрати. У цьому випадку використовують регресійні залежності, що дозволяють визначати $R_{ек}$, виходячи з узагальнених параметрів лінії: сумарної довжини ділянок, перетину проводів і довжини магістралі, кількості відводів. Для практичного використання доцільно використовувати залежність [10]:

$$R_{ек} = R + \frac{\alpha_1 \cdot l_{маг ал} + \alpha_2 \cdot l_{маг ст} + \alpha_3 \cdot l_{від ал} + \alpha_4 \cdot l_{від ст}}{F_{маг}}, \quad (2.14)$$

де $R_{Г}$ - опір головного участка лінії;

$l_{маг ал}$, $l_{маг ст}$ - сумарні довжини участків магістралі (без головного участка) з алюмінієвими і стальними проводами відповідно;

$l_{від ал}$, $l_{від ст}$ - ті ж участки ліній, які відносяться до відгалужень ответвлениям від магістралі;

$F_{маг}$ - поперечний перетин проводу магістралі;

$a_1 - a_4$ - табличні коефіцієнти.

Залежність (2.14) доцільно використовувати для вирішення двох завдань при визначенні втрат електроенергії в лінії:

- знаходження сумарних втрат в k лініях у вигляді суми значень, розрахованих по формулам (2.11) або (2.12) для кожної лінії (в цьому випадку похибки зменшуються приблизно в \sqrt{k} разів);

- визначення ліній з підвищеними втратами. В таких лініях верхня межа інтервалу невизначеності втрат перевищує встановлену норму (наприклад, 5%).

2.3. Використання програм для розрахунку втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах

Сьогодні в багатьох енергосистемах України мережеві втрати навіть зростають при зменшенні енергоспоживання. Це приводить до збільшення і абсолютних і відносних втрат, які вже досягають 25-30%. Для визначення частки втрат, які припадають на фізично обумовлену технічну складову, та на комерційну складову, пов'язану з недостовірністю обліку, розкраданнями, недоліками в системі проведення рахунків і збору даних про корисний відпуск електроенергії, необхідно вміти розраховувати технічні втрати [11].

Визначено, що навантажувальні втрати активної потужності в елементі мережі з опором R при напрузі U визначають за формулою [6]:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R, \quad (2.15)$$

де P і Q – активна і реактивна потужності, які передаються по лінії.

Значення величини P і Q на елементах мережі спочатку у більшості випадків невідомі. Відомими, як правило, являється навантаження в вузлах мережі на підстанціях. В даному випадку, метою електричного розрахунку в кожній гілці мережі є визначення значень P і Q за даними їх значень у вузлах

живлення[6]. Після цього визначення сумарних втрат потужності в мережі є простим завданням підсумовування значень, визначених за формулою (2.15).

Вихідні данні для різних схем мереж і їх навантажень істотно розрізняються для мереж різних класів напруги [9].

Для сільських мереж 6-10 кВ, як правило відомий, лише відпуск електроенергії через головний ділянку фідера, тобто фактично сумарне навантаження всіх ТП 10(6)/0,38 кВ, включаючи втрати в фідері. По відпущеній енергії можуть бути визначені середні значення P і Q на головній ділянці мережи. Для розрахунку значень P і Q в кожному елементі необхідно володіти інформацією про розподіл сумарного навантаження між трансформаторними підстанціями. Як правило приймають єдино можливе в цьому випадку допущення про розподіл навантаження пропорційно встановленим потужностям ТП. Далі використовуючи ітераційні розрахунки від низу до верху і зверху вниз коректують дані навантаження так, щоб домогтися рівності суми вузлових навантажень і втрат в мережі при заданому навантаженні головної ділянки. Таким чином, відновлюються відсутні дані про вузлові навантаження, і розрахунки приводиться до першого випадку.

При відомих схемах мереж напругою 0,38 кВ для розрахунку втрат в мережі можна використовувати той же алгоритм, що і для мереж 10(6) кВ. Однак велика кількість ліній 0,4 кВ, приводить до складності розрахункових програм. Слід відмітити, що при відсутності інформації про вузлові навантаження такий розрахунок є виключно важким, і, головне, неясно, чи досягається при цьому бажана достовірність результатів. Крім того, мінімальний обсяг даних про узагальнені параметри даних мереж (сумарна довжина, кількість ліній і перетин головних ділянок) дозволяє оцінити втрати в них з точністю не меншою, ніж при скрупульозному по елементному розрахунку на основі сумнівних даних про вузлових навантаженнях.

Із вказаного вище видно, що найбільш трудомістким є розрахунок втрат електроенергії в розподільних мережах напругою 0,38 – 10(6) кВ, а тому

для зменшення проведення розрахунків були розроблені програми в основу яких лягли різні методи.

Для розрахунку всіх складових технологічних втрат потужності та переданої електроенергії в електричних мережах, нормативних витрат електроенергії на власні потреби станцій і підстанцій, допустимих фактичних небалансів електроенергії споживачів, а також нормативних характеристик втрат потужності та електроенергії використовується комплекс програм РАП - 95 [10], однією із складових якого є програма РАП - 10, яка призначена для розрахунку технічних втрат та нормативних характеристик в розподільчих мережах 0,38-10(6) кВ.

Дана програма РАП - 10 здійснює такі розрахунки:

- визначає структуру втрат по напругам та групам елементів;
- розраховує напруги в вузлах фідера, потоки активної і реактивної потужності в гілках із зазначенням їх частки в сумарних втратах потужності;
- визначає фідери, які являються основними по втратах, і розраховує величину підвищення норм навантажувальних втрат і втрат холостого ходу;
- визначає коефіцієнти, які характеризують технічні втрати в ЦЖ та РЕМ

Дана програма дозволяє визначати втрати електроенергії в фідерах напругою 10(6) кВ двома методами:

1) Середніх навантажень. В даному методі коефіцієнт форми графіка визначається на основі заданого коефіцієнта заповнення графіка навантаження головної ділянки мережі k_3 , або приймається рівним виміряного за графіком навантаження головної ділянки. У цьому випадку значення k_3 має відповідати розрахунковому періоду (місяць або рік);

- розрахункової доби (типових графіків), де задане значення $k_{\phi 2}$ має відповідати графіку робочих діб.

В даній програмі реалізовані два оціночних методи розрахунку втрат електроенергії в мережах напругою 0,38 кВ:

- по сумарній довжині і кількості ліній з різними перетинами основних ділянок;
- за максимумом втрати напруги в лінії або його середньому значенні в заданій групі ліній.

В кожному із методів визначена енергія, відпущена в лінію або групу ліній, перетин проводу головної ділянки лінії, а також значення коефіцієнта розгалуженості лінії. Додатково можуть бути задані частка розподілених навантажень, коефіцієнт заповнення графіка і коефіцієнт реактивної потужності.

Втрати потужності можуть проводитися на рівні ЦЖ, або РЕМ. На кожному рівні вихідні дані містять кількісну оцінку структури втрат у вхідних в цей рівень складових (на рівні ЦЖ - по фідерах, на рівні РЕМ - по ЦЖ), а також сумарні втрати і їх структуру.

Розрахунок усталеного режиму полягає в визначенні струмів і потоків потужності по гілках, рівня напруги в вузлах мережі, навантажувальних втрат потужності та електроенергії в лініях і трансформаторах підстанцій, а також довідникові данні втрат холостого ходу, коефіцієнтів завантаження ліній і трансформаторів. Вихідними даними для розрахунку є виміряні значення струму на головній ділянці фідера і напруга на шинах 0,38 – 10(6) кВ, а також навантаження на всіх або частини трансформаторних станцій і підстанцій [11]. Для розрахунку усталених режимів, крім зазначених вихідних даних, задається значення електроенергії на головній ділянці.

Разом з розрахунком втрат потужності ведеться розрахунок втрат електроенергії. Данні результатів розрахунку по кожному фідера зберігаються в файлі, в якому вони підсумовуються по центрам живлення, районам електричних мереж і всім електричних мереж в цілому, що в подальшому дає можливість проводити детальний аналіз результатів.

Висновки по другому розділу

В даному розділі був проведений аналіз методів розрахунку втрат електроенергії які використовуються для різних електричних мереж, а також були розглянуто методи розрахунку втрат електроенергії в сільських розподільчих мережах 0,38-10(6) кВ.

Так як в сільських розподільчих мережах присутня велика кількість інформації то для її обробки доцільно використовувати спеціалізовані програмні продукти, що дозволить біль повно розраховувати величину втрат енергії в мережах.

РОЗДІЛ 3

НОРМУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СІЛЬСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ

3.1. Нормування втрат. Особливості методів визначення нормативів втрат енергії в сільських мережах.

Нормування - це процедура встановлення прийняттого (нормованого) за економічними критеріями нормативу втрат для розглянутого періоду часу, значення якого визначають на основі розрахунків, та аналізу можливого зменшення в планованому періоді кожної складової втрат[6].

Норматив звітних втрат представляє собою суму чотирьох нормативів структури втрат, кожен з яких має самостійну природу і, як наслідок, вимагає індивідуального підходу його визначення до прийняттого нормального рівня на даному проміжку часу. Для цього, кожен норматив повинен визначатися на основі розрахунку його фактичного рівня та аналізу можливої реалізації виявлених резервів його зниження.

При відніманні від фактичних втрат в повному обсязі всі наявні резерви їх зниження, то одержаний результат можна назвати *оптимальним варіантом втратами при існуючому навантаженні мережі і діючих цінах на енергетичне обладнання*. Слід відмітити, що зміна навантаження мережі і ціни на обладнання ведуть до зміни навантаження мережі. Якщо ж норматив втрат за перспективним навантаженням мережі є незмінним на розрахунковий рік з урахуванням ефекту від реалізації всіх економічно обґрунтованих заходів, його можна назвати перспективним нормативом. Крім того, данні перспективних норматив також необхідно періодично уточнювати.

Для впровадження економічно обґрунтованих заходів потрібен певний час. Тому при визначенні нормативу втрат на майбутній період слід враховувати ефект лише тих заходів, які реально можуть бути реалізовані за даний період. Такий норматив називають *поточним нормативом*.

Норматив втрат визначають для визначених значень навантаження мережі. Для розрахункового періоду ці навантаження визначають на підставі

прогнозованих розрахунків. Тому для визначеного періоду часу можливо виділити два значення такого нормативу:

- визначене прогнозоване при прогнозованих значеннях навантажень;
- фактичне значення в кінці періоду навантажень.

Для нормативу втрат, який включаються в тариф, завжди використовується його прогнозоване значення. Фактичне ж значення нормативу необхідно використовувати при розгляді питань преміювання обслуговуючого персоналу. При значних змінах схем і режимів роботи мереж в звітному періоді, втрати можуть як суттєво зменшуватися (у чому немає ніякої заслуги персоналу), так і збільшуватися. Відмова від коригування нормативу втрат недоцільна в обох випадках.

На практиці для вибору нормативів використовуються три методи: аналітико-розрахунковий, дослідно-виробничий і звітно-статистичний [7].

Найбільш прогресивним і науково обгрунтованим являється *аналітично-розрахунковий метод*. Він поєднує строгі техніко-економічні розрахунки з аналізом виробничих умов і резервів економії матеріальних ресурсів.

Коли проведення з яких-небудь причин строгих техніко-економічних розрахунків неможливо (відсутні або складні методики таких розрахунків, трудно отримати об'єктивні вихідні дані) застосовують *дослідно-виробничий метод*. Нормативи при даному методі отримують на основі випробувань.

Найменш обгрунтованим є *звітно-статистичний метод*. За даним методом, норми на черговий плановий період часу встановлюють по звітно-статистичних даних витратів матеріалів за минулий період.

На станціях і підстанціях нормування витрат електроенергії на власні потреби здійснюється з метою їх контролю і планування, а також для виявлення місць нераціональних витрат ресурсів. Норми витрати визначаються в тисячах кіловат-годин на рік на одиницю устаткування або на одну підстанцію. Значення норм витрат також залежать від кліматичних умов.

Для кожної енергопостачальної організації норми витрат суттєво залежать від складності, структури мереж та їх протяжності. Вони мають індивідуальні значення, які визначається схемою і режимом роботи електричних мереж і особливостями обліку надходження і відпуску електроенергії.

В будь-якій мережі тарифи необхідно встановлювати диференційовано для трьох категорій споживачів, які отримують енергію від мереж напругою 110 кВ і вище, 35-6 кВ і 0,38 кВ. Відповідно загальний норматив втрат повинен бути розподілений по трьом складовим. Даний поділ має проводитися з урахуванням величини використання різних класів напруги кожною категорією споживачів [8].

Комерційні втрати, які виникають при споживанні електроенергії, повинні включатися в тариф та розподіляють рівномірно між усіма категоріями споживачів. Комерційні ж втрати, які виникають в значній мірі при розкраданні електроенергії, не можуть покладатися тільки на споживачів, які живляться від мереж 0,38 кВ .

Технічні втрати є найбільш складними для співробітників контролюючих органів, так як вони обумовлені втратами в сотнях і тисячах елементів, для розрахунку яких необхідно володіти певними електротехнічними знаннями. Використання нормативних характеристик технічних втрат, являється певним виходом з положення [9].

3.2. Нормативні характеристики втрат в розподільчих сільських мереж напругою 10(6) кВ

Відомо, що характеристика втрат електроенергії визначається залежністю втрат електроенергії від факторів, які відображаються в офіційній звітності [8].

Параметри нормативної характеристики втрат досить стабільні і тому, якщо вони розраховані, узгоджені і затверджені один раз, то можуть використовуватися протягом тривалого періоду - до тих пір, поки не

відбудуться суттєві зміни схеми і навантаження мережі. Сьогодні, при досить низькому рівні будівництва електричних мереж, нормативні показники, розраховані для існуючих схем мереж, можуть використовуватися протягом 5-7 років. В даному випадку похибка визначених ними втрат не перевищує 6-8%. У разі ж введення в роботу або виведення з роботи за даний період певного числа елементів електричних мереж дані характеристики дають обґрунтовані базові значення втрат, за допомогою яких може оцінюватися вплив проведених змін схеми мереж на втрати.

Для радіальної мережі навантажувальні втрати електроенергії визначаються за формулою:

$$\Delta W_n = \frac{W^2 \cdot (1 + tg^2 \varphi) \cdot k_\phi^2}{U^2} \cdot R_{ек} \cdot T, \quad (3.1)$$

де W - відпущена електроенергія в мережу за період T ;

$tg \varphi$ - коефіцієнт реактивної потужності;

$R_{ек}$ - еквівалентний опір мережі;

U - середня робоча напруга.

В виду того, що еквівалентний опір мережі, напруга, коефіцієнти реактивної потужності і форми графіка навантаження змінюються в порівняно невеликих межах, то вони можуть бути визначені одним коефіцієнтом A , розрахунок котрого для даної мережі необхідно виконати один раз по формулі [12,13]:

$$A = \frac{(1 + tg^2 \varphi) \cdot k_\phi^2}{U^2} \cdot R_{ек}. \quad (3.2)$$

Характеристика втрат холостого ходу має вигляд:

$$\Delta W_{хх} = C \cdot T. \quad (3.3)$$

Значення коефіцієнта C визначається величиною втрат електроенергії холостого ходу, які розраховуються з урахуванням фактичних навантажень на обладнанні - ΔW_{xx} за формулою (3.3) або на основі втрат потужності холостого ходу ΔP_{xx} .

Коефіцієнти A і C , які характеризують сумарні втрати в n радіальних лініях напругою 35, 10(6) або 0,38 кВ визначають за формулами [14]:

$$A = \sum_{i=1}^n A_i \cdot \left(\frac{W_i}{W_{\Sigma}} \right)^2 ; \quad (3.4)$$

$$C = \sum_{i=1}^n C_i , \quad (3.5)$$

де A_i и C_i - значення коефіцієнтів для всіх ліній мережі;

W_i - отпуск електроенергії в i -у лінію;

W_{Σ} - отпуск електроенергії в цілому у всі лінії.

Відносний недооблік електроенергії ΔW залежить від величини відпущеної енергії в лінію - чим менший обсяг, тим нижче струмове завантаження ТС і тим більша негативна похибка. Значення величини середнього недообліку проводиться для кожного місяцю року і для нормативної характеристики щомісячних втрат вона відображаються індивідуальним доданком, а для характеристики річних втрат - сумарним значенням.

Відповідно відображаються в нормативній характеристиці і *кліматичні втрати*, а також *витрати електроенергії на власні потреби станцій і підстанцій W_{nc}* , які мають різко виражену залежність від місяця року.

Нормативна характеристика втрат в радіальній мережі має вигляд [13,15]:

$$\Delta W_{\text{норм}} = A \cdot W^2 \cdot T + C \cdot T + \Delta W_{\Sigma}, \quad (3.6)$$

де ΔW_{Σ} – сумарна складова всіх описаних вище втрат.

Нормативна характеристика втрат електроенергії в мережах об'єкту, на балансі якого знаходяться розподільні мережі напругою 10(6) та 0,38 кВ визначається виразом, млн. кВт-год [15]:

$$\Delta W_{\text{норм}} = A_{6-10} \cdot W_{6-10}^2 \cdot T + A_{0,38} \cdot W_{0,38}^2 \cdot T + \Delta W_{\Sigma}, \quad (3.7)$$

де W_{6-10} - відпуск електроенергії в мережі 6-10 кВ, в млн. кВт-год, за вирахуванням відпуску електроенергії безпосередньо з шин 6-10 кВ підстанцій 35-220 / 6-10 кВ і власні потреби електростанцій; $W_{0,38}$ - відпуск електроенергії в мережу напругою 0,38 кВ; A_{6-10} і $A_{0,38}$ - коефіцієнти характеристик. Сумарні втрати ΔW_{Σ} для даних підприємств включають, як правило, лише першу і четверту складові втрат із формули (3.6). В разі відсутності обліку електроенергії в розподільних трансформаторах 6-10/0,38 кВ на низькій стороні значення $W_{0,38}$ визначають, віднімаючи з значення W_{6-10} відпуск електроенергії споживачам безпосередньо з мережі 6-10 кВ і втрати в ній, які визначаються за формулою (3.6) без другого доданка.

Висновки по третьому розділу

Для визначення величини втрат в розподільчих сільських мережах за економічними критеріями, а також для встановлення тарифів на електроенергію, необхідно застосовувати нормування втрат електроенергії.

За рахунок значних відмінностей в структурі мереж, та їх протяжності норматив втрат для кожної енергопостачальної організації являє собою індивідуальне значення, яке визначається з урахуванням схеми і режиму роботи електричної мережі та особливостей обліку надходження і відпуску електроенергії.

ВИСНОВКИ

За підсумками виконання даної кваліфікаційної роботи можна зробити наступні основні висновки:

1) При передачі по електричних мережах, частина електроенергії витрачається для свого переміщення. Крім того частина виробленої електроенергії витрачається на створення електричних і магнітних полів в електричних мережах і відноситься до технологічних витрат. Для визначення величини максимальних втрат, а також для проведення необхідних заходів щодо їх зниження необхідно проводити аналіз складових структурних втрат електроенергії. В даний час найбільше значення мають технічні втрати, тому вони є основою для розрахунку планованих нормативів втрат електроенергії.

2) Для розрахунку втрат електроенергії можуть використовуватися різні методи, які залежать від повноти інформації про навантаження елементів. Застосування того чи іншого методу розрахунку пов'язано з особливістю побудови розрахункової мережі. Не зважаючи на простоту схем ліній мереж напругою 0,38 – 10(6) кВ, вони мають велику кількість відгалужень і низьку достовірність інформації про навантаження трансформаторів. Тому в даних мережах для розрахунку втрат використовуються методи, які оновані на представленні ліній у вигляді еквівалентних опорів. Застосування таких методів обгрунтовано при визначенні сумарних втрат у всіх лініях або в кожній, а також для визначення основних місць втрат.

3) Процес розрахунку втрат електроенергії є досить трудомістким. Для полегшення подібних розрахунків використовують різні програми, які за рахунок простого і зручного інтерфейсу дозволяють зробити необхідні розрахунки набагато швидше.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Методичні рекомендації визначення технологічних втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередавання, затверджених наказом Міненергуюгільля України від 21.06.2013 № 399.

2. О порядке нормирования удельных затрат топливно-энергетических ресурсов в общественном производстве", утвержденный Постановлением Кабинета Министров Украины от 15.07.1997 г. № 786;

3. ДСТУ:EN 50160-2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення»//Електронний ресурс <http://www.loe.ant.lviv.ua/home/dokumenty/akist-elektroenergiie>

4. Р 50-072-98 Методика расчета технологических потерь электроэнергии в сетях электроснабжения напряжением от 0,38 до 110 кВ включительно.

5. НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ МІНЕНЕРГОВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ «Методика вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення» СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-55:2011 – Київ, 2012.

6. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: НУ ЭНАС, 2002. - 280с.

7. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 176с.

8. Будзко И.А., Левин М.С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. - М.: Агропромиздат, 1985. - 320с.

9. Воротницкий В.Э., Железко Ю.С., Казанцев В.Н. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 368с.

10. Воротницкий В.Э., Заслонов С.В., Калинкина М.А. Программа расчета технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6 - 10 кВ. - Электрические станции, 1999, №8, с.38-42.
11. Железко Ю.С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов. - Электрические станции, 2001, №9, с.33-38.
12. Железко Ю.С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения. - Электрические станции, 2001, №8, с. 19-24.
13. Галанов В.П., Галанов В.В. Влияние качества электроэнергии на уровень ее потерь в сетях. - Электрические станции, 2001, №5, с.54-63.
14. Воротницкий В.Э., Загорский Я.Т., Апрыткин В.Н. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях. - Электрические станции, 2000, №5, с.9-13.
15. Овчинников А. Потери электроэнергии в распределительных сетях 0,38 - 6 (10) кВ. - Новости ЭлектроТехники, 2003, №1, с.15-17.