

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНИ

Електричної інженерії та кіберфізичних систем

(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістерський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Дослідження можливості зниження втрат електроенергії при передаванні мережами АТ «Хмельницькобленерго»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1412
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Захода О. О.

(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., доц., Коваленко В.Л.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент д.т.н., проф., Артемчук В.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2023

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Інженерний навчально-науковий інститут _____
Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем _____
Рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень _____
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.  В.Л. Коваленко
« _____ » _____ 2023 року

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Заході Олександрю Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Дослідження можливості зниження втрат електроенергії при передаванні мережами АТ «Хмельницькобленерго»

керівник роботи Коваленко В.Л., д.т.н., доцент

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

затверджені наказом ЗНУ від « 01 » травня 2023 року № 639 - с _____

2 Строк подання студентом роботи 01 грудня 2023 р.

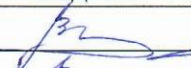
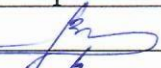




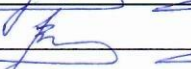

3 Вихідні дані до роботи: втрати електричної енергії в мережах: мінімальні – 3,1%, середні – 4%, максимальні – 6,5%; структури складових втрат; час роботи трансформаторів на рік – 8760 годин.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Аналіз можливості зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергопостачаючих організацій 2) Розрахунок нормативних характеристик технічних втрат електроенергії 3) Оцінка ефективності витрат на проведення заходів зниження втрат електричної енергії 4) Охорона праці та техногенна безпека

5 Перелік графічного матеріалу 1) Втрати електричної енергії в мережах АТ «Хмельницькобленерго» 2) Види втрат електроенергії та методи їх розрахунку для мереж 6-10 кВ 3) Класифікація заходів зі зниження втрат

електричної енергії 4) застосування алгоритму визначення втрат електричної потужності в розподільних мережах 6) Варіантний розрахунок втрат електричної потужності в мережі 10 кВ 7) Класифікація заходів зі зниження втрат електричної енергії за економічним критерієм 8) Висновки

6 Консультанти розділів роботи


Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Коваленко В.Л. д.т.н., доцент		
Розділ 2	Коваленко В.Л. д.т.н., доцент		
Розділ 3	Коваленко В.Л. д.т.н., доцент		
Розділ 4	Коваленко В.Л. д.т.н., доцент		

7 Дата видачі завдання 01.09.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз можливостей підвищення енергоефективності системи енергоспоживання	30.09.2023	
2	Оптимізація системи електропостачання	15.10.2023	
3	Техніко-економічне обґрунтування впровадження заходів з енергозбереження для системи електропостачання	25.10.2023	
4	Охорона праці та техногенна безпека	10.11.2023	

Студент  О. О Захода.
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи  В.Л. Коваленко
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер  І.І. Бандуренко
(підпис) (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Захода О. О. Дослідження можливості зниження втрат електроенергії при передаванні мережами АТ «Хмельницькобленерго».

Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник В. Л. Коваленко. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2023.

Проведено аналіз сучасного стану розрахунку методів втрат, запропоновано класифікацію втрат електричної енергії та методів їх розрахунку для мереж напругою 10 кВ. Розроблено методику та алгоритм для розрахунку втрат електричної енергії в мережах напругою 10 кВ, засновану на методі перебору. Проведено розрахунок втрат потужності для мережі 10 кВ.

Ключові слова: НОРМУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ДОПУСТИМИЙ НЕБАЛАНС ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ПОХИБКА ВИМІРЮВАНЬ, ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

ABSTRACT

Zakhida O. O. Study of the possibility of reducing electricity losses during transmission by the networks of JSC "Khmelnyskoblenergo".

Qualification final work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, supervisor V. L. Kovalenko. Zaporizhzhya National University, Engineering Educational and Scientific Institute named after Yu.M. Potebni, Department of Electrical Engineering and Energy Efficiency, 2023.

The analysis of the current state of the calculation of losses methods is carried out, the classification of losses of electric energy and methods of their calculation for networks with voltage of 10 kV is proposed. The methodology and algorithm for calculation of electric power losses in networks of voltage 10 kV, based on the method of selection are developed. The calculation of power losses for the network of 10 kV is carried out.

Keywords: LOSS OF ELECTRICITY LOSS, ELECTRICITY LOSS ALLOCATION, PERFORMANCE MEASUREMENT, ENERGY MANAGEMENT

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 Аналіз можливості зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергопостачаючих організацій	12
1.1 Аналіз стану питання.....	12
1.2 Допустимі і нормативні небаланси електроенергії.....	14
1.3 Нормування втрат електроенергії.....	19
1.4 Структура втрат електроенергії в електричних мережах	24
2 Розрахунок нормативних характеристик технічних втрат електроенергії.....	28
2.1. Розрахунок технічних втрат електроенергії.....	28
2.2 Розробка заходів зі зниження втрат електроенергії.....	34
2.2.1 Організаційні і технічні аспекти заходів щодо вдосконалення управління режимами електричних мереж.....	37
2.2.2 Заходи з автоматизації управління режимами та реконструкції електричних схем мереж.....	39
2.2.3 Заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії.....	40
2.3 Аналіз втрат електроенергії.....	40
2.4 Методи розрахунку втрат електроенергії для різних мереж .	47
2.5 Методи розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38-6-10 кВ	51
3 Оцінка ефективності витрат на проведення заходів зниження втрат електричної енергії.....	56
3.1 Розрахунок небалансів втрат електричної енергії.....	56
3.2 Розрахунок втрат електричної енергії для ділянки мережі.....	66

3.3 Оцінка ефективності витрат на зниження втрат електричної енергії.....	72
4 Охорона праці та техногенна безпека.....	75
4.1 Аналіз потенційних і шкідливих чинників виробничого середовища.....	75
4.2 Заходи з поліпшення умов праці.....	78
4.3. Технічні рішення з виробничої санітарії	83
4.3.1 Шум і вібрація на території підстанції.....	83
4.3.2 Природне і штучне освітлення.....	83
4.4 Електробезпека.....	84
4.5 Індивідуальні засоби захисту.....	86
4.6 Пожежна безпека	87
4.7 Рішення щодо захисту навколишнього середовища.....	90
4.8 Розрахунок захисного заземлення.....	91
Висновки.....	98
Перелік посилань.....	99

ВСТУП

Способи і формули для розрахунку допустимих небалансів електроенергії на об'єктах, ставлять фізично не здійснимі для електричних мереж завдання оскільки не враховують ряд об'єктивних чинників, а саме:

- реальні похибки елементів системи обліку електроенергії навіть при повній відповідності її характеристик вимогам ПУЕ призводять до недообліку електроенергії, а не до симетричної похибки «плюс-мінус».

- похибки, об'єктивно властиві розрахунку технічних втрат електроенергії на об'єкті, що не враховуються, насправді розширюють діапазон допустимого небалансу у декілька разів більше, ніж похибки приладів, що враховуються;

- формули не враховують допустимі величини комерційних втрат, під якими скрізь далі маються на увазі саме розкрадання, а не похибки приладів обліку.

Об'єкт дослідження – електричні мережі ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Предмет дослідження – аналіз можливості зниження втрат електричної енергії в мережах ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Мета дослідження – визначити можливості зниження втрат електричної енергії за рахунок вдосконалення управління режимами електричних мереж та обліку електричної енергії.

Класифікація втрат повинна передбачати не дві складові (технічні і комерційні втрати), а чотири (технічні втрати, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій, втрати, обумовлені похибками обліку електроенергії, і комерційні втрати), оскільки об'єднання під технічними втратами перших двох і під комерційними других двох змішує складові абсолютно різної природи і утрудняє аналіз шляхів зниження втрат.

Основною метою нормативної документації в області втрат електроенергії має бути забезпечення перелому тенденції збільшення звітних

втрат, що склалася і досягнення хоч би невеликого, але упевненого тренду на їх зниження. Не вірно ставити завдання розробки документу, що обґрунтовує постійне зростання втрат.

У тариф на електроенергію в розумній мірі повинні включатися усі складові втрат, у тому числі комерційні втрати, оскільки всі чотири складові, маючи різну природу, однаково об'єктивні. Тому правильна тарифна політика - це включення в тариф фактичних або близьких до них значень усіх складових втрат в перший рік роботи на основі описуваних принципів з поступовим, але об'єктивним їх посиленням в подальші роки.

Якщо ж розглядати можливості зниження кожної з чотирьох структурних складових втрат, то виявляється, що їх сума не може бути знижена нижче 10%. Ця величина і є перспективним нормативом (стратегічною метою). Дії енергопостачальних організацій щодо зниження загальноприйнятих втрат з 15% до 10% повинні стимулюватися поступовим з року в рік зниженням нормативу втрат, що включаються в тариф. Приведена рекомендована методика розрахунку поточного нормативу (на майбутній рік), яка для цього прикладу дає поточний норматив 15%.

Структура втрат має бути відкрита для суспільства і ця відкритість корисна для енергопостачальної організації. У зв'язку з цим однаково незадовільні будь-які дії і позиції, що примушують приховувати фактичні дані, зокрема:

- позиція деяких регіональних енергетичних комісій, що полягає в невизнанні комерційних втрат (розкрадань) такою ж об'єктивною складовою загальних втрат, як і технічних. І ті і інші об'єктивно є, ті і інші потрібно знижувати;

- позиція деяких енергопостачальних організацій полягає в не виправданому завищенні технічних втрат з метою приховання комерційних.

Відкритість даних про втрати електроенергії припускає обґрунтування нормативу втрат у формі, зрозумілій для будь-якої людини. У

зв'язку з цим видається неприйнятною позиція деяких фахівців, що базується на представленні, що зрозуміти обґрунтованість рівня втрат можуть тільки фахівці. Насправді, задовольнити вимозі відкритості можна, використовуючи нормативну характеристику втрат, що відбиває їх простою формулою алгебри. Розрахувати її повинні фахівці, розглянути експерти, затвердити контролюючі органи. Нормативна характеристика має бути пріоритетним способом обґрунтування нормативу втрат, а там, де вона ще не отримана, тимчасово можуть допускатися так звані «прямі розрахунки втрат».

Розрахунки показують, що технічні втрати в мережах більш-менш прийнятні, але комерційні втрати високі. Їх теж потрібно включати в тариф і розробляти способи їх послідовного зниження. Пропозиція встановлювати норматив комерційних втрат багатьма сприймається неправильно, на зразок схвалення невеликої частини крадіжок. Норму встановлюють для підприємства, що терпить збиток не через власну халатність, а з об'єктивних причин. Встановлюють для того, щоб не порушувати економіку суспільно-корисного технологічного процесу. У будь-якій країні з низьким рівнем життя відсоток крадіжок більший, ніж у розвинених. Вважати, що справлятися з низьким рівнем життя населення - справа енергопостачальних організацій, щонайменше, не розумно.

Відомо, що усі комерційні організації відраховують до фонду страхування від нещасних випадків певний відсоток (норму) від фонду зарплати. Це не означає, що схвалюється якийсь відсоток нещасних випадків. Але, на жаль, вони будуть. Між тим, ці відрахування лягають на собівартість продукції і вона стає дорожча. Розкрадання енергії також наявні. Навіть при задовільній роботі енергозбуту, тому їх потрібно в розумній мірі включати в тариф і робити це відкрито. І тариф через це теж буде більшим.

Методика, закладена в нормативи НЕК, не може бути визнана обґрунтованою. Особливо викликають здивування нормативи втрат навантажень в мережах СН і ВН. Порівняльні розрахунки, проведені для ряду енергосистем, показують істотні неспівпадіння [1]. Не більше обґрунтовані і

6 тис. кВт·год/км в рік для мереж 0,4 кВ, встановлені нормативом НЕК. Порівняльні розрахунки по мережах 0,4кВ показують, що реально ця величина може коливатися від 1,5 до 9 тис. кВт·год/км в рік [2]. Впровадження певних програм з енергозбереження і проведення розрахунків не є заходами щодо зниження втрат (ЗЗВ). Заходом є реалізація того, що призводить до зниження втрат, а не розрахунки по вибору заходів. Такі розрахунки відносяться до організаційних аспектів ЗЗВ, але не до самих ЗЗВ.

Перелік ЗЗВ має бути просто переліком найменувань з поясненнями фізики дії на втрати і способів розрахунку фізичного ефекту в тис. кВт·год, без звітності по штуках, кілометрам і тому подібне. Визначення економічної ефективності ЗЗВ не є прерогативою, оскільки економічна ефективність будь-яких інвестицій визначається іншими нормативними документами.

Завдання роботи – дослідити методи розрахунку допустимих та нормативних небалансів електричної енергії;

- переглянути існуючу класифікацію втрат електричної енергії;
- запропонувати новий підхід до нормування втрат та формування тарифу на електричну енергію;
- проаналізувати нормативні характеристики технічних втрат електричної енергії в мережах різної напруги;
- провести аналіз втрат та запропонувати заходи щодо їх зниження в мережах різної напруги.

1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАЮЧИХ ОРГАНІЗАЦІЙ

1.1 Аналіз сучасного стану питання

Проблема розрахунку втрат електроенергії хвилює енергетиків вже дуже довго. У зв'язку з цим, в даний час випускається дуже мало книг з даної теми, т.к мало що змінилося в принциповому пристрої мереж. Але при цьому випускається достатньо велику кількість статей, де проводиться уточнення старих даних і пропонуються нові рішення проблем, пов'язаних з розрахунком, нормуванням і зниженням втрат електроенергії. Однією з останніх книг, випущених з даної теми, є книга Желєзко Ю.С. "Розрахунок, аналіз і нормування втрат електроенергії в електричних мережах" [1]. В ній найбільш повно представлена структура втрат електроенергії, методи аналізу втрат і вибір заходів щодо їх зниження. Обгрунтовано методи нормування втрат. Докладно описано програмне забезпечення, що реалізує методи розрахунку втрат.

Раніше цим же автором була випущена книга "Вибір заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах: Керівництво для практичних розрахунків" [2]. Тут найбільшу увагу було приділено методам розрахунку втрат електроенергії в різних мережах і обгрунтовано застосування того чи іншого методу в залежності від типу мережі, а також заходам щодо зниження втрат електроенергії. У книзі Будзко І.А. і Левіна М.С. "Електропостачання сільськогосподарських підприємств і населених пунктів" [3] автори детально розглянули проблеми електропостачання в цілому, зробивши наголос на розподільчі мережі, які живлять сільськогосподарські підприємства і населені пункти. Також у книзі дані рекомендації з організації контролю за споживанням електроенергії та вдосконалення систем обліку. Автори Воротніцкій В.Е., Желєзко Ю.С. і

Казанцев В.М. в книзі "Втрати електроенергії в електричних мережах енергосистем" [4] розглянули детально загальні питання, пов'язані з зниження втрат електроенергії в мережах: методи розрахунку і прогнозування втрат в мережах, аналіз структури втрат і розрахунок їх техніко-економічної ефективності, планування втрат і заходів щодо їх зниження.

У статті Воротніцького В.Е., Заслонова С.В. і Калінкіна М.А. "Програма розрахунку технічних втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах 6 - 10 кВ" [5] детально описана програма для розрахунку технічних втрат електроенергії РТП 3.1 Її головною перевагою є простота у використанні і зручний для аналізу висновок кінцевих результатів, що істотно скорочує трудовитрати персоналу на проведення розрахунку.

Стаття Желєзко Ю.С. "Принципи нормування втрат електроенергії в електричних мережах і програмне забезпечення розрахунків" [6] присвячена актуальній проблемі нормування втрат електроенергії. Автор робить упор на цілеспрямоване зниження втрат до економічно обґрунтованого рівня, що не забезпечує існуюча практика нормування. Також у статті виноситься пропозиція використовувати нормативні характеристики втрат, розроблені на основі детальних схемотехнічних розрахунків мереж всіх класів напруг. При цьому розрахунок може здійснюватися при використанні програмного забезпечення.

Метою іншої статті цього ж автора під назвою "Оцінка втрат електроенергії, обумовлених інструментальними похибками вимірювання" [7] не є уточнення методики визначення похибок конкретних вимірювальних приладів на основі перевірки їх параметрів. Автором у статті проведена оцінка результуючих похибок системи обліку надходження і відпуску електроенергії з мережі енергопостачальної організації, що включає в себе сотні і тисячі приладів. Особливу увагу приділено систематичної похибки, яка в даний час виявляється суттєвою складовою структури втрат.

У статті Галанова В.П., Галанова В.В. "Вплив якості електроенергії на рівень її втрат у мережах" [8] приділено увагу актуальній проблемі якості електроенергії, що робить істотний вплив на втрати електроенергії в мережах.

Стаття Воротніцького В.Е., Загорського Я.Т. і Апряткіна В.М. "Розрахунок, нормування та зниження втрат електроенергії в міських електричних мережах" [9] присвячена уточненню існуючих методів розрахунку втрат електроенергії, нормування втрат в сучасних умовах, а також новим методам зниження втрат. У статті Овчиннікова А. "Втрати електроенергії в розподільних мережах 0,38 - 6 (10) кВ" [10] робиться наголос на отримання достовірної інформації про параметри роботи елементів мережевого господарства, і перш за все про завантаження силових трансформаторів. Дана інформація, по думки автора, допоможе істотно знизити втрати електроенергії в мережах 0,38 - 6 - 10 кВ.

1.2 Допустимі і нормативні небаланси електроенергії

Відповідно до визначень ДНЕ і ННЕ їх значення визначаються відповідно допустимими і нормативними інструментальними похибками системи обліку електроенергії на об'єкті, похибкою методу розрахунку технічних втрат, допустимого для цього об'єкту та допустимим рівнем комерційних втрат. При визначенні ДНЕ (ННЕ) повинні враховуватися систематичні і випадкові складові перерахованих похибок.

Систематичну складову ДНЕ (ННЕ) в абсолютних одиницях визначають за формулою [1,2]:

$$\Delta W_{HE} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} \cdot W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} \cdot W_j + \Delta W_{\text{д.ком}}, \quad (1.1)$$

де Δ_i і Δ_j – допустимі (нормативні) систематичні похибки, вимірювальних комплексів (інструментальні похибки), фіксованих відповідно відпустку W_i і надходження W_j енергії, узяті із зворотним знаком (допустима негативна інструментальна похибка відповідає позитивному допустимому небалансу) %;

m - число точок обліку відпустку енергії; n - те ж, надходження енергії;

$\Delta W_{\text{д.ком}}$ - допустимі для цього об'єкту комерційні втрати.

Для об'єктів, що не виробляють відпуск електроенергії з мереж 0,4 кВ, допустимі комерційні втрати приймають рівними нулю. Рекомендований спосіб визначення допустимих комерційних втрат для об'єктів, що виробляють відпуск електроенергії з мереж 0,4 кВ, викладений у [2].

Формула (1.1) без останнього доданку є систематичністю складовою інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті (середнє значення недообліку).

У практиці розрахунків технічних втрат систематичну похибку методу розрахунку технічних втрат зазвичай враховують у вигляді поправочних коефіцієнтів безпосередньо у формулах розрахунку втрат, тому у формулі (1.1) вона не фігурує [2].

Розрахунок небалансів простіше і наочніше робити в абсолютних одиницях - немає необхідності спочатку визначати долі електроенергії, відпущеної по кожній точці обліку, від сумарної відпустки, а потім підставляти їх у формулу для розрахунку небалансу у відсотках, як це приймається за традицією в нормативних документах. Віднести згодом абсолютні одиниці до будь-якої величини для розрахунку відсотка не представляє складності.

Випадкову складову ДНЕ (ННЕ) в абсолютних одиницях визначають за формулою:

$$\delta W_{HE} = \pm \sqrt{0,95 \sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i}{100} \cdot W_i \right)^2 + \left(\frac{\delta_T}{100} \cdot \Delta W_T \right)^2}, \quad (1.2)$$

де δ_i – допустима (нормативна) випадкова похибка i -го вимірювального комплексу, %;

δ_m - випадкова похибка методу розрахунку технічних втрат, що відповідає рівню довірчої вірогідності 0,95%;

ΔW_T - розрахункове значення технічних втрат.

Перший доданок під коренем формули (1.2) є випадковою складовою інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті.

На відміну від формули (1.1) у формулі (1.2) є присутньою похибка розрахунку технічних втрат (яка плюс-мінус), але відсутня складова, пов'язана з допустимими комерційними втратами, оскільки останні виражаються одним числом.

У метрології вважається, що розподіл фактичних похибок вимірювальних приладів одного і того ж типу підкоряється закону рівномірної щільності, а не нормальному закону. У зв'язку з цим довірчій вірогідності 0,95 відповідають значення, віддалені від меж інтервалу розподілу на 2,5 % з обох боків, що відповідає коефіцієнту 0,975. Коефіцієнт 0,95 в (1.2) є квадратом значення 0,975, а не значення довірчої вірогідності 0,95 [2].

Допустиму (нормативну) систематичну складову інструментальної похибки вимірювального комплексу визначають за формулою [1]:

$$\Delta = 2,1 \Delta_{TC} + 1,7 \Delta_{TH} + \Delta_{лич} - 0,5 \Delta U_{TH}, \quad (1.3)$$

де Δ_{TC} – допустима (нормативна) систематична складова похибки, що вноситься вимірювальним трансформатором струму (ТС), %;

Δ_{TH} - те ж, трансформатором напруги (ТН), %;

$\Delta_{лич}$ - те ж, приладом обліку, %;

$\Delta U_{ТН}$ – допустима втрата напруги у вторинному колі ТН, %.

Коефіцієнти 2,1 і 1,7 враховують збільшення похибки виміру активних складових струму і напруги за рахунок кутових погрешностей ТТ і ТН при типовому значенні коефіцієнта реактивної потужності навантаження контрольованого приєднання, рівному 0,85 [1]. Коефіцієнт 0,5 перед величиною $\Delta U_{ТН}$ обумовлений допущенням, що при невідомих значеннях втрат напруги у вторинних ланцюгах ТН в точках обліку можна вважати, що вони розподілені рівномірно в діапазоні від нуля до допустимого по ПУЕ значення $\Delta U_{ТН}$. В цьому випадку середнє значення втрат напруги, що дорівнює $0,5\Delta U_{ТН}$ - систематична похибка, а випадкова похибка дорівнює $\pm 0,5\Delta U_{ТН}$.

Допустиму (нормативну) випадкову складову похибки вимірювального комплексу визначають за формулою [5]:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{2,2 \delta_{ТТ}^2 + 1,5 \delta_{ТН}^2 + \delta_{сч}^2 + 0,25 \Delta U_{ТН}^2}, \quad (1.4)$$

де $\delta_{ТЕ}$, $\delta_{ТН}$, $\delta_{лич}$ – допустимі (нормативні) значення випадкових складових похибок ТС, ТН, і лічильника, %;

1,1 - коефіцієнт, що враховує особливості метрологічної повірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, що мають свої похибки та інші причини.

Коефіцієнти 2,2 і 1,5 враховують збільшення похибки вимірювання активних складових струму і напруги за рахунок кутових похибок ТТ і ТН при типовому значенні коефіцієнта реактивної потужності навантаження контрольованого приєднання, рівному 0,85 [1]. Коефіцієнт 0,25 перед величиною $U_{ТН}$ являє собою квадрат значення 0,5.

Значення $\Delta_{ТС}$ і $\delta_{ТС}$ визначаються по таблиці 1.1 залежно від середнього навантаження первинного кола ТС – $\beta_{ТС}$ і класу точності ТС - ш.

Допустимі значення Δ_{TC} і δ_{TC} визначаються при фактичного значенні β_{TC} . Нормативні значення Δ_{TC} і δ_{TC} визначаються при значенні $\beta_{TC}=0,8 k_3$, де k_3 – коефіцієнт заповненості графіку завантаженості контрольованого приєднання за даний період часу (відносне число годин використання максимуму завантаженості : $k_3=t_{\text{макс.}}/T$).

Найбільше, теоретично можливе значення коефіцієнта середнього завантаження ТС - $\beta_{TC} = k_3$. Коефіцієнт 0,8 використаний для обліку допустимого недовантаження ТС в максимальному режимі у зв'язку з дискретністю шкали номінальних струмів ТС.

Значення Δ_{TH} і δ_{TH} визначають за формулами:

$$\Delta_{TH} = (0,5 - \beta_{TH}) K_{TH}, \quad (1.5)$$

$$\delta_{TH} = \pm 0,5 \cdot K_{TH}, \quad (1.6)$$

де K_{TH} - клас точності ТН;

β_{TC} - коефіцієнт завантаження вторинного кола ТС.

Таблиця 1.1 – Залежності струмових похибок ТС від коефіцієнту завантаження первинного кола та класу точності ТС

Вид похибки	Залежності похибок у діапазоні значень β_{TC}	
	0,05 - 0,2	0,2 - 1,0
$\Delta_{TC},\%$	$(-2,0 + 6,25 \beta_{TC}) K_{TC}$	$(-1,06 + 1,56 \beta_{TC}) K_{TC}$
$\beta_{TC},\%$	$\pm(1,0 - 1,25 \beta_{TC}) K_{TC}$	$\pm(0,81 - 0,31 \beta_{TC}) K_{TC}$

Значення систематичної похибки $\Delta_{\text{ліч}}$ для індукційних лічильників визначають за формулою [6]:

$$\Delta_{\text{ліч}} = -0,2T_{\text{нов}} K_{\text{ліч}}, \quad (1.7)$$

де $T_{\text{нов}}$ - термін служби лічильника після останньої повірки.

Для електронних лічильників приймають $\Delta_{\text{ліч}} = 0$.

За відсутності даних про фактичне значення $T_{\text{нов}}$ його приймають рівним половині нормованого міжповірочного інтервалу. Значення випадкової похибки $\delta_{\text{ліч}}$ приймають рівним класу точності лічильника.

1.3 Нормування втрат електроенергії

Норматив звітних втрат електроенергії є сумою нормативів чотирьох складових укрупненої структури втрат: нормативу технічних втрат; нормативу витрати електроенергії на власні потреби підстанцій; нормативу втрат, обумовлених похибками обліку електроенергії (недооблік); нормативу комерційних втрат.

Норматив технічних втрат електроенергії може визначатися на основі:

- результатів прямих розрахунків складових втрат електроенергії і резервів їх зниження для встановленої розрахункової схеми мережі і даних про режимні параметри вузлів, що отримуються від системи телевимірювань, автоматизованої системи контролю і обліку електроенергії і за допомогою контрольних вимірювань;

- нормативних характеристик втрат електроенергії, погоджених з контролюючою організацією. Спосіб визначення нормативу технічних втрат узгоджується з контролюючою організацією.

Резерви зниження складових втрат електроенергії визначають:

- технічних втрат електроенергії - на основі розрахунку оптимальних режимів і схем електричних мереж, аналізу відповідності параметрів устаткування фактичним та прогнозованим навантаженням;

- витрати електроенергії на власні потреби підстанцій - на основі зіставлення фактичної витрати з нормативами, які визначаються відповідно до існуючої інструкції по нормуванню витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35-500 кВ;

- втрат, обумовлених інструментальними похибками обліку електроенергії - на основі зіставлення недообліку електроенергії, що відповідає фактичним параметрам вимірювального устаткування з його значенням, які відповідають нормативним параметрам;

- комерційних втрат електроенергії - на основі зіставлення їх фактичного рівня з нормативом, погодженим з контролюючою організацією.

Перспективний норматив комерційних втрат електроенергії (ПНКВ, відсоток від відпуску електроенергії населенню) рекомендується визначати за формулою [6]:

$$\Delta W = 10 / KC, \quad (1.8)$$

де KC - рівень купівельної спроможності населення в регіоні, що характеризує її відношення до середнього значення в країні.

В 2017 р. рівень KC складав: Київ – 5,0%; Донецька обл. – 3,5%; Львівська обл. – 2,0%; Київська обл. – 1,2%. Рекомендовані значення ПНКВ для цих регіонів складуть: Київ - 2,0%, Донецька обл. –2,9%; Львівська обл. – 5,0%; Київська обл. – 8,3%.

Перспективний норматив комерційних втрат електроенергії не є величиною постійною - його значення змінюється при зміні купівельної спроможності населення.

За відсутності обґрунтування об'єму резервів зниження втрат, які можуть бути реалізовані в планованому році, рекомендується застосовувати наступні нормуючі коефіцієнти до фактичних значень складових втрат у звітному році для визначення поточного нормативу на майбутній рік:

- 0,98 – до розрахункового значення технічних втрат;

- 0,95 - до різниці між допустимим і нормативним значеннями систематичної складової інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті;

- 0,95 - до різниці між фактичним і нормативним значеннями комерційних втрат.

Застосування вказаних коефіцієнтів допустимо в продовж не більше трьох років поспіль. За цей період енергозберігаюча організація, повинна обґрунтувати фактичний рівень резервів зниження втрат електроенергії в мережах і погоджувати з контролюючою організацією укрупнений план заходів по зниженню втрат і динаміку їх зниження по роках майбутнього періоду.

У разі не подання організацією вказаних документів, міра посилення нормативів втрат (міра відмінності від одиниці) на подальші три роки збільшується, тобто вказані вище нормуючі коефіцієнти приймаються рівними, відповідно до 0,96; 0,8; 0,9 і 0,9.

Значення перспективного нормативу комерційних втрат електроенергії, рекомендоване значення якого визначають відповідно до п.4.3, і знижуючих коефіцієнтів, рекомендовані значення яких приведені в п.4.3, мають бути погоджені з контролюючою організацією.

Нормативи втрат, що включаються в тарифи для різних категорій споживачів (нині при формуванні тарифів виділяють три категорії промислових споживачів залежно від напруги живлення 0,4 кВ, 6-35 кВ і 110 кВ і вище), визначають з урахуванням міри використання кожною категорією споживачів мереж різних класів напруги. У тариф для споживачів, які отримують живлення від мереж 0,4 кВ, включають:

- технічні втрати електроенергії в мережах цієї напруги;
- частину технічних втрат в мережах 6-20 кВ, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-20 і 0,4 кВ;

- частину технічних втрат в мережах 35 кВ, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 і 0,4 кВ;

- частину технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 110, 6-35 і 0,4 кВ;

- частину витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище, визначені аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небалансу електроенергії, обумовлену інструментальними похибками систем обліку електроенергії на цій напрузі.

У тариф для споживачів, одержуючих живлення від мереж 0,4 кВ, включають:

- технічні втрати електроенергії в мережах цієї напруги;

- частина технічних втрат в мережах 6-20 кВ, пропорційну відношенню відпустки електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарної відпустки електроенергії споживачам з мереж 6-20 і 0,4 кВ;

- частина технічних втрат в мережах 35 кВ, пропорційну відношенню відпустки електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарної відпустки електроенергії споживачам з мереж 6-35 і 0,4 кВ;

- частина технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню відпустки електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарної відпустки електроенергії споживачам з мереж 110, 6-35 і 0,4 кВ;

- частини витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище, визначені аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небаланса електроенергії, обумовлену інструментальними погрішностями систем обліку електроенергії на цій напрузі.

В тариф для споживачів, які отримують живлення від мереж 6-35 кВ, включають:

- частину технічних втрат в мережах 6-20 кВ, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-20 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-20 і 0,4 кВ;

- частину технічних втрат в мережах 35 кВ, пропорційну відношенню сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 і 0,4 кВ;

- частину технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 110, 6-35 і 0,4 кВ;

- долю витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище, визначені аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небалансу електроенергії, обумовлену інструментальними похибками систем обліку електроенергії на цій напрузі.

У тариф для споживачів, які отримують живлення від мереж 110 кВ і вище, включають:

- частину технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам безпосередньо з мереж 110 кВ і вище до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж усієї напруги;

- частину витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 110 кВ і вище, визначену аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небалансу електроенергії, обумовлену інструментальними погрішностями систем обліку електроенергії на цій напрузі.

Комерційні втрати, що включаються в тариф, розподіляють рівномірно між усіма категоріями споживачів.

Комерційні втрати, що є розкраданнями енергії, є наслідком низького рівня життя населення і повинні розглядатися як загальна проблема, а не

проблема, оплата якої повинна покладатися на тих, хто живиться від мереж 0,4 кВ.

1.4 Структура втрат електроенергії в електричних мережах

При передачі електричної енергії в кожному елементі електричної мережі виникають втрати. Для вивчення складових втрат у різних елементах мережі та оцінки необхідності проведення того чи іншого заходу, спрямованого на зниження втрат, виконується аналіз структури втрат електроенергії. Фактичні (звітні) втрати електроенергії $\Delta W_{отч}$ визначають як різницю електроенергії, що надійшла в мережу, і електроенергії, відпущеної з мережі споживачам. Ці втрати включають в себе складові різної природи: втрати в елементах мережі, що мають чисто фізичний характер, витрата електроенергії на роботу обладнання, встановленого на підстанціях і забезпечує передачу електроенергії, похибки фіксації електроенергії приладами її обліку і, нарешті, розкрадання електроенергії, несплату або неповну оплату показань лічильників і т.п. Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями: характером втрат (постійні, змінні), класами напруги, групами елементів, виробничим підрозділами і т.д. Враховуючи фізичну природу і специфіку методів визначення кількісних значень фактичних втрат, вони можуть бути розділені на чотири складові:

1) технічні втрати електроенергії ΔW_T , зумовлені фізичними процесами в проводах і електрообладнанні, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах.

2) витрата електроенергії на власні потреби підстанцій ΔW_{CH} , необхідний для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу, який визначається за

показаннями лічильників, встановлених на трансформаторах власних потреб підстанцій;

3) втрати електроенергії, зумовлені інструментальними похибками їх вимірювання (інструментальні втрати) $\Delta W_{змін}$;

4) комерційні втрати ΔW_K , зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників оплаті за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. Їх значення визначають як різницю між фактичними (звітними) втратами і сумою перших трьох складових:

$$\Delta W_K = \Delta W_{Отч} - \Delta W_T - \Delta W_{CH} - \Delta W_{змін} \quad (1.9)$$

Три перші складові структури втрат обумовлені технологічними потребами процесу передачі електроенергії по мережах і інструментального обліку її надходження та відпуску. Сума цих складових добре описується терміном технологічні втрати. Четверта складова - комерційні втрати - представляє собою вплив "людського фактора" і включає в себе всі його прояви: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, несплату або неповну оплату показань лічильників і т.ін. Критерії віднесення частини електроенергії до втрат можуть бути фізичного та економічного характеру [1]. Суму технічних втрат, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій і комерційних втрат можна назвати фізичними втратами електроенергії. Ці складові дійсно пов'язані з фізикою розподілу енергії по мережі. При цьому перші дві складові фізичних втрат відносяться до технології передачі електроенергії по мережах, а третя - до технології контролю кількості переданої електроенергії. Економіка визначає втрати як частина електроенергії, на яку її зареєстрований корисний відпуск споживачам виявився менше електроенергії, виробленої на своїх електростанціях і закупленої в інших її виробників. При цьому зареєстрований корисний відпуск електроенергії тут

не тільки та його частина, грошові кошти за яку дійсно надійшли на розрахунковий рахунок енергопостачальної організації, але і та, на яку виставлені рахунки, тобто споживання енергії зафіксовано. На відміну від цього реальні покази лічильників, які фіксують споживання енергії побутовими абонентами, невідомі. Корисний відпуск електроенергії побутовим абонентам визначають безпосередньо по надійшла за місяць оплаті, тому до втрат відносять всю неоплачену енергію.

З точки зору економіки витрата електроенергії на власні потреби підстанцій нічим не відрізняється від витрати в елементах мереж на передачу решті частини електроенергії споживачам. Недооблік обсягів корисно відпущеної електроенергії є такою ж економічною втратою, як і дві описані вище складові. Те ж саме можна сказати і про розкрадання електроенергії. Таким чином, всі чотири згадані вище складові втрат з економічної точки зору однакові.

Технічні втрати електроенергії можна представити наступними структурними складовими: навантажувальні втрати в устаткуванні підстанцій. До них відносяться втрати в лініях і силових трансформаторах, а також втрати у вимірювальних трансформаторах струму, високочастотних загороджувача (ВЗ) ВЧ - зв'язку та токоограничуючих реакторах. Всі ці елементи включаються в "розтин" лінії, тобто послідовно, тому втрати в них залежать від протікаючої через них потужності. втрати холостого ходу, що включають втрати в електроенергії в силових трансформаторах, що компенсують пристроях (КУ), трансформаторах напруги, лічильники і пристроях приєднання ВЧ-зв'язку, а також втрати в ізоляції кабельних ліній. кліматичні втрати, що включають в себе два види втрат: втрати на корону та втрати через струмів витоку по ізоляторах ПЛ та підстанцій.

Обидва види залежать від погодних умов. Технічні втрати в електричних мережах енергопостачальних організацій (енергосистем) повинні розраховуватися за трьома діапазонами напруги [4]: 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.

Розподільні мережі 0,38 - 6 - 10 кВ, експлуатовані РЕЗ та ПЕМ, характеризуються значною часткою втрат електроенергії в сумарних втрати по всьому ланцюгу передачі електроенергії від джерел до електроприймачів. Це обумовлено особливостями побудови, функціонування, організацією експлуатації даного виду мереж: великою кількістю елементів, розгалуженістю схем, недостатньою забезпеченістю приладами обліку, щодо малим завантаженням елементів і т.ін. [3]

В даний час по кожному РЕЗ та ПЕМ енергосистем технічні втрати в мережах 0,38 - 6 - 10 кВ розраховуються щомісяця та додаються за рік. Отримані значення втрат використовуються для розрахунку планованого нормативу втрат електроенергії на наступний рік. Далі докладніше розглянемо структурні складові технічних втрат електроенергії.

2 РОЗРАХУНОК НОРМАТИВНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

2.1 Розрахунок технічних втрат електроенергії

Технічні втрати електроенергії містять три складові, кожне з яких має свою динаміку зміни в часі:

- втрати навантажень - ΔW_n , значення яких визначається потоками електроенергії в мережі;

- втрати холостого ходу - ΔW_x , значення яких визначається технічними характеристиками устаткування (силових трансформаторів, реакторів, батарей конденсаторів, вимірювальних трансформаторів і т. п.). Ці втрати залежать від робочої напруги на введеннях устаткування і, в силу незначного діапазону їх зміни, вважаються умовно-постійними;

- втрати, які залежать від кліматичних умов і міри забрудненості атмосфери в районі, - $\Delta W_{кл}$. До них відносяться втрати на корону, втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній і витрату електроенергії на плавку ожеледі. Ці втрати істотно змінюються від місяця до місяця внаслідок зміни погодних умов.

Характеристика втрат навантажень електроенергії в основних мережах 110 кВ і вище має вигляд, млн. кВт·год [7]:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^n \sum_{j>1}^n A_{ij} \frac{W_i W_j}{D} + \sum_{i=1}^m B_i W_i, \quad (2.1)$$

де $W_{i(j)}$ - значення факторів, млн. кВт·год, що визначають рівень навантажувальних втрат (відпуск електроенергії в мережу для власних споживачів, обміни електроенергією з сусідніми енергосистемами, виробництво електроенергії на власних станціях і т.п.);

D – число днів розрахункового періоду, якому відповідають задаються значення енергії);

A і B – коефіцієнти характеристики;

n – число факторів, що впливають.

Порядок розрахунку коефіцієнтів A і B наведений в «Методиці розрахунку транзитних втрат потужності і електроенергії в електричних мережах суб'єктів

Порядок розрахунку коефіцієнтів A і B приведений в «Методиці розрахунку транзитних втрат потужності і електроенергії в електричних мережах суб'єктів оптового ринку електроенергії» [8,9].

У зв'язку з тим, що перетікання електроенергії в сусідню енергосистему в певні години доби може бути транзитом, а в інші години - ні, в формулі (2.1), приведеній вище, використовується число годин T , а не число днів D . При визначення ж сумарних втрат навантажень електроенергії за звітний період зручніше використати число днів в місяці. Значення коефіцієнтів A в другому випадку будуть в 24 рази менше визначених по формулах, приведених в методиці розрахунку транзитних втрат.

Характеристика втрат холостого ходу має вигляд:

$$\Delta W_x = CD. \quad (2.2)$$

Значення коефіцієнта C визначають на основі втрат електроенергії холостого ходу, розрахованих за характерні зимові та літні місяці з урахуванням фактичних напружень на обладнанні - $\Delta W_{xPOЗP}$, за формулою:

$$C = \Delta W_{xPOЗP} / D. \quad (2.3)$$

За відсутності розрахунку значення $\Delta W_{xPOЗP}$ значення коефіцієнта C допускається визначати за формулою:

$$C = 24 \Delta P_{x.ном}, \quad (2.4)$$

де $\Delta P_{x.ном}$ - номінальні втрати потужності холостого ходу, визначувані за звітними даними про кількість і типи устаткування, приєднаного до мережі і його паспортних даних.

Характеристика втрат, залежних від кліматичних умов, є 12 щомісячних значень, розрахованих по встановлених методиках відповідно до кліматичних умов району, отриманих від регіонального метеоцентру (тривалість в кожному місяці періодів дощу, туману, снігу, паморозі і гарної погоди), і міри забрудненості атмосфери (МЗА) в районах розташування повітряних ліній, визначуваної відповідно по вибору ізоляції електроустановок».

В якості чинників характеристики втрат навантажень електроенергії в основних мережах 110 кВ і вище повинні прийматися:

- відпуск електроенергії в мережу для власних споживачів і виробництво електроенергії на власних електростанціях;
- об'єми отримання і відпуск електроенергії на ОРЕ по точках обліку АСКОЕ (звідний акт отримання і відпуску електроенергії на ОРЕ по точках обліку АСКОЕ).

Втрати навантажень електроенергії і втрати холостого ходу в i -му місяці літнього або зимового сезону визначають при підстановці у формули (2.1) і (2.2) значень W_i і D_i , що відповідають даному місяцю, при постійних значеннях коефіцієнтів A , B і C , розрахованих для цього сезону.

Для ліній з реверсивними перетіканнями у формулу (2.1) в якості квадрата чинника, вираженого двома значеннями, - надходження - W_n і відпуску - W_6 по лінії - підставляють еквівалентне значення, визначене за формулою [6,10]:

$$W_e^2 = W_{p.o}^2 + W_{p.n}^2 - W_{p.o} W_{p.n}, \quad (2.5)$$

а в якості творів чинників - значення, визначене за формулою:

$$W_i W_j = W_{p.еi} W_{p.еj} + W_{p.нi} W_{p.нj} - W_{p.нi} W_{p.еj} . \quad (2.6)$$

У формулах (2.5) - (2.6) використовуються розрахункові значення відпустки $W_{p.е}$ і надходження $W_{p.н}$ енергії, які визначають по формулах :

$$W_{p.е} = W_е + \sqrt{W_е W_н} ; \quad (2.7)$$

$$W_{p.н} = W_н + \sqrt{W_е W_н} . \quad (2.8)$$

При цьому i - м чинником вважається чинник з меншим значенням величини

$$d = W_{p.е} / (W_{p.е} + W_{p.н}) . \quad (2.9)$$

Значення $W_н$ і $W_е$ у формулах (2.7) і (2.8) вважаються позитивними.

Характеристика втрат навантажень електроенергії в радіальній мережі напругою 35, 6-20 або 0,4 кВ має вигляд:

$$\Delta W_{\text{нагр}} = A_U \frac{W_U^2}{D} , \quad (2.10)$$

де W_U - електроенергія, відпущена в мережу напругою U за D днів, млн. кВт·год;

A_U - коефіцієнт характеристики.

Характеристика втрат навантажень електроенергії в мережах об'єкту, на балансі якого знаходяться мережі напругою 6-20 і 0,4 кВ (мережі оптових покупців-перепродавців), має вигляд:

$$\Delta W_{нагр} = A_{6-20} \frac{W_{6-20}^2}{D} + A_{0,4} \frac{W_{0,4}^2}{D}, \quad (2.11)$$

де W_{6-20} - відпустка електроенергії в мережі 6-20 кВ, млн. кВт·год, за вирахуванням відпустки споживачам безпосередньо з шин 6-20 кВ підстанцій 35-220/6-20 кВ і електростанцій;

$W_{0,4}$ - те ж, в мережі 0,4 кВ; A_{6-20} і $A_{0,4}$ коефіцієнти характеристики.

При відсутності обліку електроенергії на стороні 0,4 кВ розподільних трансформаторів 6-20/0,4 кВ значення $W_{0,4}$ визначають, віднімає від значення W_{6-20} відпуск електроенергії споживачам безпосередньо з мережі 6-20 кВ і втрати в мережі 6-20 кВ визначаються формулою (2.2) та першим складовим формули (2.11).

Основою для розрахунку коефіцієнтів характеристик технічних втрат в радіальних мережах 35, 6-20 і 0,4 кВ є результати розрахунку для періоду тривалістю D днів наступних складових втрат [12]:

- втрат навантажень електроенергії в мережах 35, 6-20 і 0,4 кВ:

ΔW_{H35} , $\Delta W_{H 6-20}$ і $\Delta W_{0,4}$;

- втрат холостого ходу в трансформаторах 35/6-20 і 6-20/0,4 кВ і

другом нерегульованому устаткуванні, експлуатованому в мережах цієї напруги : $\Delta W_{x 35}$ і $\Delta W_{x 6-20}$.

Коефіцієнт A_U :

$$A_U = \frac{\Delta W_{нU}}{W_U^2} D, \quad (2.12)$$

де $\Delta W_{нU}$ - значення втрат навантажень електроенергії, млн. кВт·год, що відповідає відпустці електроенергії в мережу W_U , млн. кВт·год.

При використанні значення втрат, вираженого у відсотках, - $\Delta W_{нU\%}$, коефіцієнт A_U визначають за формулою:

$$A_U = \frac{\Delta W_{нU\%}}{100 W_U} D \quad (2.13)$$

Коефіцієнти A і C для радіальних мереж 35, 6-20 або 0,4 кВ в цілому за наявності їх значень, розрахованих для ліній (A_i і C_i), що входять в мережу, визначають по формулах:

$$A = \sum_{i=1}^n A_i \left(\frac{W_i}{W_\Sigma} \right)^2 ; \quad (2.14)$$

$$C = \sum_{i=1}^n C_i , \quad (2.15)$$

де W_i - відпуск електроенергії в i - у лінію;

W_Σ - те ж, в мережу в цілому; n - кількість ліній.

Коефіцієнти A і C для мереж 6-20 або 0,4 кВ в цілому за наявності їх значень, розрахованих для обмеженої вибірки ліній (A_B і C_B), визначають по формулах:

$$A = A_B \frac{W_B}{W_\Sigma} ; \quad (2.16)$$

$$C = C_B \frac{W_\Sigma}{W_B} , \quad (2.17)$$

де W_B - відпуск електроенергії в лінії вибірки;

W_Σ - відпустка в мережу 6-20 або 0,4 кВ в цілому.

Коефіцієнти A і C для мереж 35 кВ мають бути розраховані для усіх мереж в повному об'ємі. Їх визначення на основі розрахунку обмеженої вибірки ліній не допускається.

Коефіцієнти нормативної характеристики технічних втрат визначають на основі розрахованих коефіцієнтів технічних втрат, зменшуючи їх відповідно до ефекту від проведення заходів по зниженню втрат, реалізація яких можлива в планованому періоді, або за допомогою нормуючих коефіцієнтів.

2.2 Розробка заходів зі зниження втрат електроенергії

Заходи зі зниження втрат електроенергії (ЗЗВ) можуть бути розділені на 4 групи, що має різні механізми формування ефекту:

- заходи по вдосконаленню управління режимами електричних мереж;
- заходи по автоматизації управління режимами електричних мереж;
- заходи по реконструкції електричних мереж;
- заходи по вдосконаленню обліку електроенергії.

Заходи кожної з перелічених груп мають організаційні і технічні аспекти.

До організаційних аспектів ЗЗВ відносяться:

- впровадження програмного забезпечення, проведення розрахунків по вибору ЗЗВ і оцінці їх економічних показників;
- розробка плану заходів;
- випуск організаційно-розпорядливих документів, що встановлюють відповідальність підрозділів за ті або інші складові втрат і за проведення заходів по їх зниженню у встановлені планом терміни;
- розробка системи стимулювання персоналу до зниження втрат електроенергії;
- введення системи контролю за проведенням робіт по зниженню втрат електроенергії і відповідної системи їх обліку і аналізу;

- виділення засобів і матеріальних ресурсів для придбання необхідного устаткування, його доставки і установки;
- встановлення в договорах електропостачання умов споживання реактивної енергії споживачами відповідно до чинних нормативних документів.

Перераховані роботи і дії заходами по зниженню втрат не є і безпосереднього ефекту, що виражається в зниженні втрат, не мають.

До технічних аспектів ЗЗВ відносяться:

- реалізація оптимального управління режимами електричних мереж.
- установка і введення в дію технічних засобів зниження втрат електроенергії, засобів телевимірювань параметрів режиму електричних мереж і автоматичних облаштувань управління режимами.

До заходів по вдосконаленню управління режимами електричних мереж відносяться:

- реалізація оптимальних режимів замкнутих електричних мереж 110 кВ і вище по реактивній потужності і напрузі;
- проведення перемикачів в робочій схемі мережі, що забезпечують розподіл електроенергії при мінімальних втратах;
- переклад неживаних генераторів станцій в режим СК;
- здійснення регулювання напруги в центрах живлення радіальних мереж 6-110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії при допустимих відхиленнях напруги у споживачів електроенергії;
- розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням в точках, що забезпечують електропостачання споживачів при мінімальних сумарних втратах електроенергії в мережах 6-35 кВ і вище;
- відключення в режимах малих навантажень одного з трансформаторів на підстанціях з двома і більше трансформаторами;
- вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ.

До заходів по автоматизації управління режимами електричних мереж відносяться:

- установка і введення в роботу автоматичних регуляторів напруги на трансформаторах з РПН;

- установка і введення в роботу автоматичних регуляторів джерел реактивної потужності;

- установка і введення в роботу засобів телевимірювань.

До заходів по реконструкції електричних мереж відносяться:

- розукрупнення підстанцій, введення додаткових ВЛ і трансформаторів для розвантаження переобтяжених ділянок мереж, переміщення трансформаторів з одних підстанцій на інші з метою нормалізації їх завантаження, введення додаткових комутаційних апаратів і тому подібне;

- введення компенсуючих пристроїв (КП) на підстанціях енергосистеми;

- введення технічних засобів регулювання напруги(трансформаторів з подовжньо-поперечним регулюванням, вольт додаткових трансформаторів, трансформаторів з РПН і так далі).

До заходів по вдосконаленню обліку електроенергії відносяться:

- забезпечення роботи вимірювальних трансформаторів і електrolічильників в допустимих умовах(відсутність недовантаження первинних кіл ТС, перевантаження вторинних кіл ТС, забезпечення необхідних температурних умов, усунення вібрацій підстав лічильників і так далі);

- заміна вимірювальних трансформаторів на трансформатори з поліпшеними характеристиками і з номінальними параметрами, що відповідають фактичним навантаженням;

- заміна існуючих приладів обліку на прилади з поліпшеними характеристиками;

- установка приладів технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій (головний облік);

- періодичні перевірки умов роботи електролічильників розрахункового обліку у споживачів і виявлення розкрадань електроенергії.

2.2.1 Організаційні і технічні аспекти заходів з вдосконалення управління режимами електричних мереж

Розрахунки оптимальних режимів замкнутих електричних мереж по реактивній потужності і напрузі здійснюють за спеціальними оптимізаційним програмами. Ведення оптимальних режимів диспетчером може здійснюватися відповідно до графіка регулювання пристроїв, складеним на підставі попередньо проведених прогнозних розрахунків (управління в режимі off line), або в темпі процесу (on line) на основі даних, що надходять від системи телевимірювань (ТВ).

Ведення оптимальних режимів в темпі процесу набагато ефективніше, оскільки використовує фактичні, а не прогнозні дані про режим. Для реалізації такого управління необхідно:

- провести оцінку спостереження мережі (виявлення зон, управління якими можливо за допомогою вже встановлених засобів ТВ), визначити оптимальні місця установки додаткових коштів ТВ. Така оцінка здійснюється по спеціальних програмах;

- впровадити програму оцінювання режиму мережі (оцінювання стану), що дозволяє розраховувати режими на основі цих телевимірювань;

- впровадити програму оперативного формування спостережуваної схеми мережі, що відповідає засобам ТВ, що функціонують в даний момент, і ділянкам мережі (при виході з ладу датчика ТВ або виведенні в ремонт устаткування програма повинна формувати нову розрахункову схему відповідно до зони спостереження, що змінилася), що знаходяться в роботі;

- впровадити програму оптимізації поточних режимів мережі по коефіцієнтах трансформації і реактивної потужності джерел;
- впровадити програму "Порадник диспетчера", що вибирає в кожен момент часу з повного переліку пристроїв, оптимальні параметри яких визначені програмою оптимізації, обмежений круг пристроїв, втрат, що найефективніше впливають на рівень, і що рекомендує необхідні дії зі зміни їх режиму.

Вибір оптимальної робочої схеми мережі зазвичай здійснюють на основі варіантних розрахунків. Особливо слід розглянути можливість розмикання контурів, в які входять лінії різної номінальної напруги.

Переклад невживаних генераторів в режим СК роблять з метою отримання додаткового джерела реактивної потужності. Доцільність такого перекладу визначають на основі порівняння зниження втрат електроенергії в мережі за рахунок використання цього джерела і витрати електроенергії на його роботу.

Оптимальний закон регулювання напруги в центрі живлення радіальної мережі 35-110 кВ визначають з урахуванням регулювальних можливостей трансформаторів з РПН 35-110/6-20 кВ і трансформаторів з ПБЗ. Основним критерієм при цьому є мінімізація кількості електроенергії, що відпускається споживачам з шин трансформаторів з ПБЗ з неприпустимими відхиленнями напруги. Регулювальні відгалуження трансформаторів з ПБЗ напругою 35-110/6-20 кВ і 6-20/0,4 кВ встановлюють на рівні, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії в мережі.

Оптимізація місць розмикання мереж 6-35 кВ з двостороннім живленням здійснюється на основі перебору точок можливого розмикання мережі з оцінкою зміни втрат як в розімкнутій мережі 6-35 кВ, так і в живлячих мережах 110-220 кВ, що відбувається внаслідок перенесення навантаження з однієї вузлової підстанції на іншу.

Відключення одного з трансформаторів на підстанціях з двома і більше трансформаторами в режимах малих навантажень роблять у разі,

якщо зниження втрат холостого ходу перевищує збільшення втрат навантажень, що відбувається при цьому. Таке відключення може здійснюватися як в години нічних провалів навантаження, так і в періоди її сезонного зниження.

Вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ роблять шляхом перемикання частини абонентів з переобтяжених фаз на недовантажені.

2.2.2 Заходи з автоматизації управління режимами та реконструкції електричних схем мереж

Оптимальні режими роботи ряду пристроїв визначаються місцевими параметрами поточного режиму електричної мережі. Їх регулювання доцільно здійснювати за допомогою автоматичних пристроїв, встановлених безпосередньо в точці установки устаткування. Ефект від їх установки полягає в ретельнішому відстеженні змін режиму, чим це могло б бути виконано диспетчером.

Реконструкцію схем мереж проводять, виходячи з розгляду комплексу умов, в яких рівень втрат електроенергії є одним з параметрів, але, як правило, не основним. Тому таку реконструкцію відносять не до цільових ЗЗВ, а до заходів із супутнім зниженням втрат. Чисельне значення зниження втрат визначають на основі порівняння їх значень до і після реконструкції.

Введення компенсуючих пристроїв і технічних засобів регулювання напруги роблять, виходячи зі зниження втрат як основного чинника (як правило). Іноді метою є збільшення пропускнуєї спроможності мережі або нормалізація відхилень напруги. Ефективність цих ЗЗВ визначають на основі порівняння втрат до і після їх проведення.

2.2.3 Заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії

Необхідність забезпечення допустимих умов роботи приладів обліку, їх періодичних перевірок і виявлення розкрадань електроенергії не вимагає особливих пояснень.

Обґрунтування доцільності заміни вимірювальних трансформаторів і приладів обліку на устаткування з поліпшеними характеристиками, пріоритетну послідовність такої заміни і кількісну оцінку ефективності заміни кожного приладу здійснюють на основі розрахунку зниження втрат електроенергії, обумовлених погрішностями приладів обліку, що відбувається при заміні приладів.

Установка приладів технічного обліку електроенергії на лініях, що відходять від підстанції, доцільна на радіальних лініях 35-110 кВ, фідерах 6-10кВ і лініях 0,4 кВ. Їх установка дозволяє визначати фактичні небаланси електроенергії, збільшити точність розрахунку технічних втрат електроенергії і локалізувати вогнища комерційних втрат.

2.3 Аналіз втрат електроенергії

Аналіз втрат електроенергії здійснюється з наступними цілями:

- виявлення зон і конкретних елементів з підвищеними технічними втратами;
- виявлення фідерів 6-20кВ і ліній 0,4 кВ з підвищеними комерційними втратами;
- оцінка впливу на технічні втрати основних параметрів вступу і відпустки електроенергії з мережі на основі порівняльних розрахунків втрат

при різних значеннях параметрів або за нормативною характеристикою втрат;

- визначення кількісних цілей по зниженню втрат для різних служб і підрозділів енергосистеми.

Виявлення зон і конкретних елементів мережі з підвищеними технічними втратами проводять на основі результатів розрахунку втрат і їх структури. У першому наближенні до вогнищ втрат навантажень відносять лінії з щільністю струму більше 1 А/мм².

Виявлення фідерів 6-20 кВ з підвищеними комерційними втратами здійснюють на основі зіставлення наступних величин :

- відпуск електроенергії у фідер - W_{ϕ} ;
- верхньої межі інтервалу невизначеності технічних втрат електроенергії у фідері $\Delta W_{m.max}$;
- корисного відпуску електроенергії споживачам, що живляться від цього фідера, - $W_{к.в}$;
- діапазону втрат електроенергії, обумовлених інструментальними похибками обліку електроенергії, які виражені у вигляді нижньої ($\Delta W_{o.n}$) і верхньої ($\Delta W_{o.в}$) меж.

Гарантоване (мінімальне) значення комерційних втрат у фідері визначають за формулою [15]:

$$\Delta W_{\kappa} = W_{\phi} - W_{н.в} - \Delta W_{m.max} - \Delta W_{o.в}. \quad (2.18)$$

Факт перенесення частини звітних втрат між місяцями визначають, розраховуючи для кожного місяця значення:

$$E = (\Delta W_{звіт} - \Delta W_{норм}) / W_{\phi}^2, \quad (2.19)$$

де W_e - відпуск електроенергії в мережу для власних споживачів(сума корисної відпустки електроенергії власним споживачам і втрат в мережі);

$W_{ном}$ -умовно-постійні втрати.

Якщо звітні втрати не містять комерційної складової і фактів перенесення втрат між місяцями, різниця $\Delta W_{звіт} - \Delta W_{ном}$ є втратами навантажень, пропорційними значенню W_0^2 .

Визначення кількісних цілей зниження складових втрат, що знаходяться у сфері різних служб і підрозділів, проводять на основі розрахунку їх гарантованих значень (меж інтервалів невизначеності). Для цього використовують наступні розраховані величини:

- інтервал невизначеності технічних втрат;
- інтервал втрат, обумовлених допустимими інструментальними похибками обліку електроенергії;
- інтервал втрат, обумовлених нормативними інструментальними похибками обліку.

Інтервалі невизначеності технічних втрат за даними розрахунків склав від 6,6% до 8,2%. Інтервал втрат, обумовлених нормативними інструментальними погрішностями обліку, складає від - 0,2 % (переоблік) до +0,6 % (недооблік), а обумовлених допустимими інструментальними погрішностями від - 0,1 % (переоблік) до +0,8 % (недооблік). Звітні втрати ($W_{зв}$ за вирахуванням витрати електроенергії на власні потреби підстанцій) складають 11,2 %.

Розрахунок резервів зниження технічних втрат показав, що вони знаходяться в діапазоні від 0,7 до 0,9 %.

Аналіз результатів розрахунків. Гарантоване (мінімальне) значення неоплачуваного споживання (розкрадання) складає [16,17]:

$$\Delta W_{ком. min} = \Delta W_{зв} - \Delta W_{т. max} - \Delta W_{у. max}, \quad (2.20)$$

$$\Delta W_{ком. min} = 11,2 - 8,2 - 0,8 = 2,2\%.$$

Гарантоване (мінімальне) значення технічних втрат складає 6,6%.

Значення втрат, обумовлених невідповідністю системи обліку електроенергії вимогам ПУЕ, складає $0,8 - 0,6 = 0,2\%$.

Втрати невизначеної структури складають [19]:

$$\Delta W_{невиз.} = \Delta W_{зв} - \Delta W_{т. min} - \Delta W_{ком. min} \quad (2.21)$$

$$\Delta W_{невиз.} = 11,2 - 6,6 - 2,2 = 2,4\%.$$

Відповідно до розрахунків персоналу енергозбуту ставиться завдання зниження розкрадань в перспективі мінімум на 2,2 % (на планований період це може бути, наприклад, 0,5%), персоналу мереж - зниження технічних втрат в перспективі мінімум на 0,7 %, персоналу метрологічних служб - зниження недообліку на 0,2 % (усі значення у відсотках від відпустки електроенергії в мережу). Втрати невизначеної структури, рівні 2,4 %, не можуть бути гарантовано віднесені до якої або складовій, проте поліпшення в перспективі якості інформації, використовуваної при розрахунках технічних втрат, дозволить скоротити їх значення, розподіливши їх між технічними і комерційними втратами.

Узагальнений аналіз втрат електроенергії і їх структури доцільно проводити на основі форми їх обліку, що відповідає рисунку 2.2 і приведеною в таблиці 2.1-2.2:

- дані, що отримуються по приладах обліку електроенергії;
- дані, що отримуються в результаті розрахунків технічних втрат електроенергії;
- дані, що отримуються в результаті розрахунків втрат, обумовлених похибками систем обліку електроенергії.

Показники, значення яких отримують розрахунковим шляхом (за допомогою програм відповідних розрахунків), відмічені в таблиці 2.1 знаком

«*», отримувані від приладів обліку - знаком «+». Інші показники є результатами операцій, що проводяться над числами таблиці.

Показники, що отримуються від приладів обліку, є детермінованими. Складові втрат, що отримуються розрахунковим шляхом, фізично не можуть мати 100%-й достовірності, тому їх доцільно представляти у вигляді трьох значень: середнього значення і двох меж інтервалу можливих значень.

Для визначення верхньої і нижньої меж сумарного показника, що є сумою або різницею інших показників, виражених в інтервальній формі, спочатку визначають розмах зміни кожного показника [19]:

$$D = W_{max} - W_{min} \quad (2.22)$$

а потім значення меж сумарного показника по формулі [21]:

$$W = W_{cp} \pm \frac{1}{2} \sqrt{D_n^2 + D_m^2 + \dots + D_k^2} \quad (2.23)$$

де W_{cp} - значення суми (різниці) середніх значень показників;

n, m, k - номери підсумовуваних показників.

Наприклад, необхідно визначити інтервал невизначеності показника 16 в таблиці 2.1, показника, що є різницею, 12 і показника 13:

$$W_{cp} = 15,6 - 12,2 = 3,4;$$

$$D_{12} = 22,9 - 8,3 = 14,6;$$

$$D_{13} = 19,1 - 5,3 = 13,8;$$

В таблиці 2.1 наведені параметри і відображенні структури втрат і резервів їх зниження. Цифри доцільно розглядати лише в першому стовпці

таблиці, де вони піддаються прямому додаванню-вирахуванню без всяких діапазонів і коренів. Процедура проведення аналізу у вигляді таблиці 2.1 не передбачає ручної роботи.

Вихідні дані для таблиці (технічні втрати, допустимі і нормативні баланси електроенергії і т.п. в необхідній інтервальній формі отримують при розрахунку втрат електроенергії - в частині автоматичного визначення в процесі розрахунку втрат їх інтервальних значень, резервів зниження втрат і коефіцієнтів нормативних характеристик втрат комплекс не має аналогів). В енергосистемах, де використовують інші програмні засоби розрахунку втрат, можна обмежитися аналізом середніх значень, хоча інтервальний аналіз якраз і представляє основну цінність, дозволяючи отримати з необхідною точністю розрахунків і оцінювати реальність отримання бажаних результатів.

Таблицю наведено для розрахунку технічних втрат, аналіз структури звітних втрат і розробку плану заходів по їх зниженню на основі: даних енергозбуту по таблиці.2.1 та результатів власних розрахунків технічних втрат.

За наявності приладів технічного обліку електроенергії на лініях 35 кВ аналіз втрат в мережах цієї напруги робиться окремо від мереж 110 кВ і вище за аналогічною методикою.

За відсутності приладів технічного обліку електроенергії на лініях 0,4 кВ роздільний аналіз втрат в мережах 6-20 і 0,4 кВ замінюється аналізом їх сумарної величини.

Дані в таблиці являють собою повноцінні відомості про структуру втрат електроенергії і резерви їх зниження, тому таблиця може розглядатися як форма звітності по втратах електроенергії. Враховуючи факт автоматичного формування таблиці, формування звітності праці не представляє ускладнень.

Таблиця 2.1 - Структура втрат електроенергії і резервів їх зниження

№	Складова втрат	Значення втрат, млн. кВт·год		Резерви зниження втрат, млн. кВт·год		Перспективний норматив втрат, млн. кВт·год	
		Розрахункове	фактичне	Розрахункове	фактичне	Розрахункове	фактичне
1	Технічні втрати	174,2	162,8	25,0	21,4	149,2	152,8
2	Витрата на власні потреби підстанцій	7,1	7,1	1,1	1,1	6,0	6,0
3	Недооблік	48,6	43,5	22,8	5,2	25,8	43,4
4	Комерційні втрати	50,1	37,6	35,1	22,6	15,0	27,5
5	Всього	280,0	251,0	99,0	50,3	196,0	229,7

Основні результати аналізу в компактному виді представлені в таблиці 2.1.

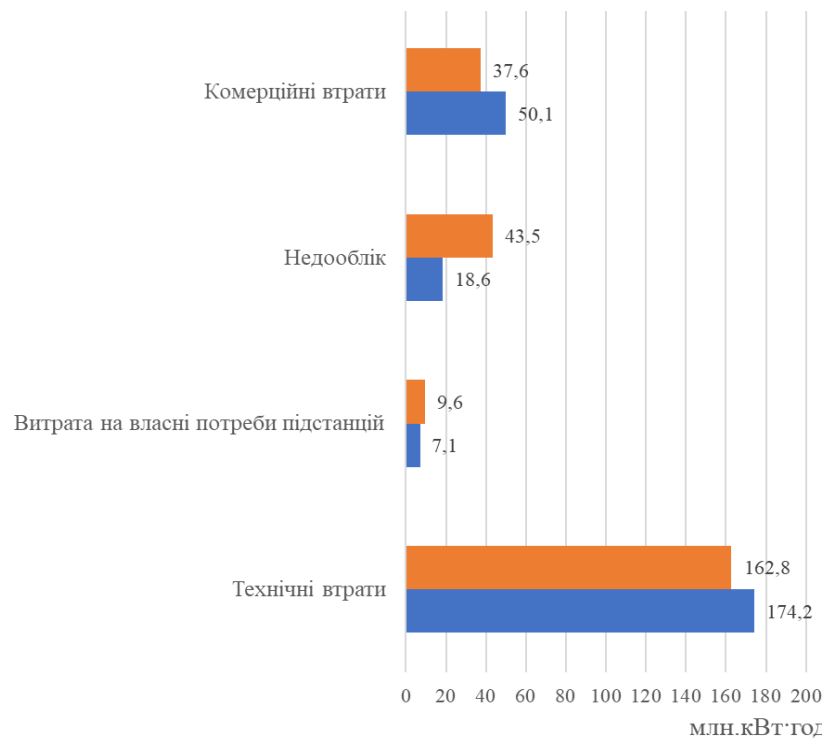


Рисунок 2.1 - Оцінка структури складових втрат

Розрахункові значення є математичними очікуваннями величин, фактичні значення яких з вірогідністю 50% можуть бути як вище, так і нижче їх. Гарантовані значення відповідають вірогідності 95% і трактуються таким чином: складові втрат і резерви їх зниження з високою мірою вірогідності не нижчі, а перспективні нормативи не вищі за їх гарантовані значення.

З таблиці 2.2 витікає, що з 280,0 млн. кВт·год звітних втрат 251 млн. кВт·год мають гарантовану структуру, а 29 млн. кВт·год - невизначену. Гарантоване значення перспективного нормативу складає 229,7 млн. кВт·год (10%) при фактичних втратах 15%. Поточний норматив на майбутній рік визначений в прикладі 2. Він складає 12,26%.

2.4 Методи розрахунку втрат електроенергії для різних мереж

Точне визначення втрат за інтервал часу T можливо при відомих параметрах R і ΔP_x і функцій часу $I(t)$ і $U(t)$ на всьому інтервалі. Параметри R і ΔP_x зазвичай відомі, і в розрахунках їх вважають постійними [2]. Але при цьому опір провідника залежить від температури.

Інформація про режимних параметрах $I(t)$ і $U(t)$ є зазвичай лише для днів контрольних замірів. На більшості підстанцій без обслуговуючого персоналу вони реєструються 3 рази за контрольні добу. Ця інформація є неповною і обмежена достовірної, так як виміри проводяться апаратурою з певним класом точності і не одночасно на всіх підстанціях.

У залежності від повноти інформації про навантаження елементів мережі для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватися такі методи: Методи поелементних розрахунків, що використовують формулу:

$$\boxed{\phantom{\text{Equation}}}$$

(2.24)

де k - число елементів мережі;

I_{ij} - струмова навантаження i -го елемента опором R_i в момент часу j ;

Δt - періодичність опитування датчиків, які фіксують струмові навантаження елементів.

Методи характерних режимів, що використовують формулу:

$$\boxed{}, \quad (2.25)$$

де ΔP_i - навантажувальні втрати потужності в мережі в i -му режимі тривалістю t_i годин; n - кількість режимів.

Методи характерних діб, використовують формулу:

$$\boxed{\phantom{\Delta W_{ni}}}, \quad (2.26)$$

де m - число характерних діб, втрати електроенергії за кожні з яких, розраховані за відомим графіках навантаження у вузлах мережі, складають ΔW_{ni} , $D_{ек i}$ - еквівалентна тривалість в році i -го характерного графіка (число діб).

Методи числа годин найбільших втрат τ , використовують формулу:

$$\boxed{\phantom{\Delta P_{max}}}, \quad (2.27)$$

де ΔP_{max} - втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі.

Методи середніх навантажень, використовують формулу:

$$\boxed{\phantom{}}, \quad (2.28)$$

де ΔP_{zp} - втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях вузлів за час T ;

k_{ϕ} - коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

Статистичні методи, які використовують регресійні залежності втрат електроенергії від узагальнених характеристик схем і режимів електричних мереж. Методи 1-5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантажень.

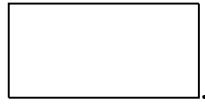
При використанні статистичних методів втрати електроенергії розраховують на основі стійких статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, числа підстанцій і т.п.

Самі ж залежності отримують їм основі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок втрат з якими встановлюється. Статистичні методи не дозволяють намітити конкретні заходи по зниженню втрат. Їх використовують для оцінки сумарних втрат в мережі. Але при цьому, застосовані до безлічі об'єктів, наприклад ліній 6-10 кВ, дозволяють з великою ймовірністю виявити ті з них, в яких знаходяться місця з підвищеними втратами [2].

При проведенні схемотехнічних розрахунків ряд вихідних даних і результати розрахунків можуть представлятися в ймовірнісної формі, наприклад у вигляді математичних сподівань і дисперсій. У цих випадках застосовується апарат теорії ймовірностей, тому ці методи називаються ймовірнісними схемотехнічними методами [4]. Для визначення τ і k_{ϕ} , використовуваних в методах 4 і 5, існує ряд формул. Найбільш прийнятними для практичних розрахунків є наступні:

$$\boxed{\phantom{\text{Equation}}}$$

(2.29)



(2.30)

де k_3 - коефіцієнт заповнення графіка, рівний відносного числа годин використання максимального навантаження. За особливостями схем і режимів електричних мереж та інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, розрахунок втрат електроенергії в яких виробляють різними методами [1]: транзитні електричні мережі 220 кВ і вище (міжсистемні зв'язку), через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами.

Для транзитних електричних мереж характерна наявність навантажень, змінних за значенням, а часто і за знаком (реверсивні потоки потужності). Параметри режимів цих мереж зазвичай вимірюються щогодини. замкнуті електричні мережі 110 кВ і вище, практично не беруть участь в обміні потужністю між енергосистемами; розімкнуті (радіальні) електричні мережі 35-150 кВ. Для живильних електричних мереж 110 кВ і вище і розімкнутих розподільних мереж 35-150 кВ параметри режиму вимірюються в дні контрольних замірів (характерні зимовий і літній дні). Розімкнені мережі 35-150 кВ виділяються в окрему групу у зв'язку з можливістю проведення розрахунків втрат у них окремо від розрахунків втрат в замкнутій мережі. розподільні електричні мережі 6-10 кВ.

Для розімкнутих мереж 6-10 кВ відомі навантаження на головному ділянці кожної лінії (у вигляді електроенергії або струму). розподільні електричні мережі 0,38 кВ. Для електричних мереж 0,38 кВ є лише дані епізодичних вимірів сумарного навантаження у вигляді струмів фаз і втрат напруги в мережі. Відповідно до викладеного для мереж різного призначення рекомендуються такі методи розрахунку [2].

Методи поелементних розрахунків рекомендуються як переважні для окремих ліній і трансформаторів, втрати в яких істотно залежать від транзитних перетоків.

Методи характерних режимів рекомендуються для розрахунку втрат у системоутворюючою і транзитної мережі за наявності телеінформації про навантаження вузлів, періодично переданої у ВЦ енергосистеми. Обидва методи - поелементних розрахунків і характерних режимів - засновані на оперативних розрахунках втрат потужності в мережі або її елементах. Методи характерних доби і кількості годин найбільших втрат можуть використовуватися для розрахунку втрат у замкнутих мережах 35 кВ і вище самобалансіруючихся енергосистем і в розімкнених мережах 6-150 кВ.

Методи середніх навантажень застосовні при відносно однорідних графіках навантаження вузлів. Вони рекомендуються як переважні для розімкнених мереж 6-150 кВ при наявності даних про електроенергію, пропущеної за аналізований період по головному ділянці мережі. Відсутність даних про навантаження вузлів мережі змушує припускати їх однорідність.

Статистичні методи рекомендуються як переважні для визначення втрат в мережах 0,38 кВ. Всі методи, які застосовуються до розрахунків втрат у мережах більш високих напруг, при наявності відповідної інформації можуть використовуватися для розрахунку втрат і в мережах більш низьких напруг.

2.5 Методи розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38-6-10 кВ

Мережі 0,38 - 6 - 10 кВ енергосистем характеризуються відносною простотою схеми кожній лінії, великою кількістю таких ліній і низькою достовірністю інформації про навантаження трансформаторів. Перераховані фактори роблять недоцільним на даному етапі застосування для розрахунків втрат електроенергії у цих мережах методів, аналогічних застосовуваним у

мережах більш високих напруг і заснованих на наявності інформації про кожен елемент мережі. У зв'язку з цим набули поширення методи, засновані на представленні ліній 0,38-6-10 кВ у вигляді еквівалентних опорів [3]. Навантажувальні втрати електроенергії в лінії визначають за однією з двох формул в залежності від того, яка інформація про навантаження головного ділянки є - активна W_P і реактивна W_Q енергія, передана за час T чи максимальна струмова навантаження.

$$\boxed{\phantom{U_{ек}}}, \quad (2.31)$$

$$\boxed{\phantom{U_{ек}}}, \quad (2.32)$$

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

$U_{ек}$ - еквівалентний напруга мережі, що враховує зміна фактичного напруги як у часі, так і вздовж лінії.

Якщо графіки P і Q на головному ділянці не реєструються, коефіцієнт форми графіка рекомендується визначати за (2.7).

Еквівалентна напруга визначають за емпіричною формулою:

$$\boxed{\phantom{U_{ек}}}, \quad (2.33)$$

де U_1, U_2 - напруги в ЦП в режимах найбільших і найменших навантажень;

$k_1 = 0,9$ для мереж 0,38-6-10 кВ.

У цьому випадку формула (2.8) набуває вигляду:

$$\boxed{\phantom{U_{ек}}}, \quad (2.34)$$

де k_{ϕ}^2 визначають за (2.7), виходячи з даних про коефіцієнт заповнення графіка активного навантаження. У зв'язку з розбіжністю часу заміру струмового навантаження з невідомим часом її дійсного максимуму формула (2.9) дає занижені результати. Усунення систематичної похибки досягається збільшенням значення, одержуваного за (2.9), в 1,37 рази.

Розрахункова формула набуває вигляду:

$$\boxed{\phantom{R_{ек}}}, \quad (2.35)$$

Еквівалентний опір ліній 0,38-6-10 кВ при невідомих навантаженнях елементів визначають виходячи з припущення однаковою відносною завантаження трансформаторів. У цьому випадку розрахункова формула має вигляд:

$$\boxed{\phantom{R_{ек}}}, \quad (2.36)$$

де $S_{m i}$ - сумарна номінальна потужність розподільних трансформаторів (РТ), одержують харчування за i -й ділянці ліній опором $R_{л i}$,

n - число ділянок ліній;

$S_{m j}$ - номінальна потужність i -го РТ опором $R_{m j}$;

m - число РТ;

$S_{m. з}$ - сумарна потужність РТ, приєднаних до даної лінії.

Розрахунок $R_{ек}$ за (2.13) передбачає обробку схеми кожної лінії 0,38-6-10 кВ (нумерацію вузлів, кодування марок проводів і потужностей РТ і т.п.). Внаслідок великої кількості ліній такий розрахунок $R_{ек}$ може бути складним через великих трудовитрат (рисунок 2.2).

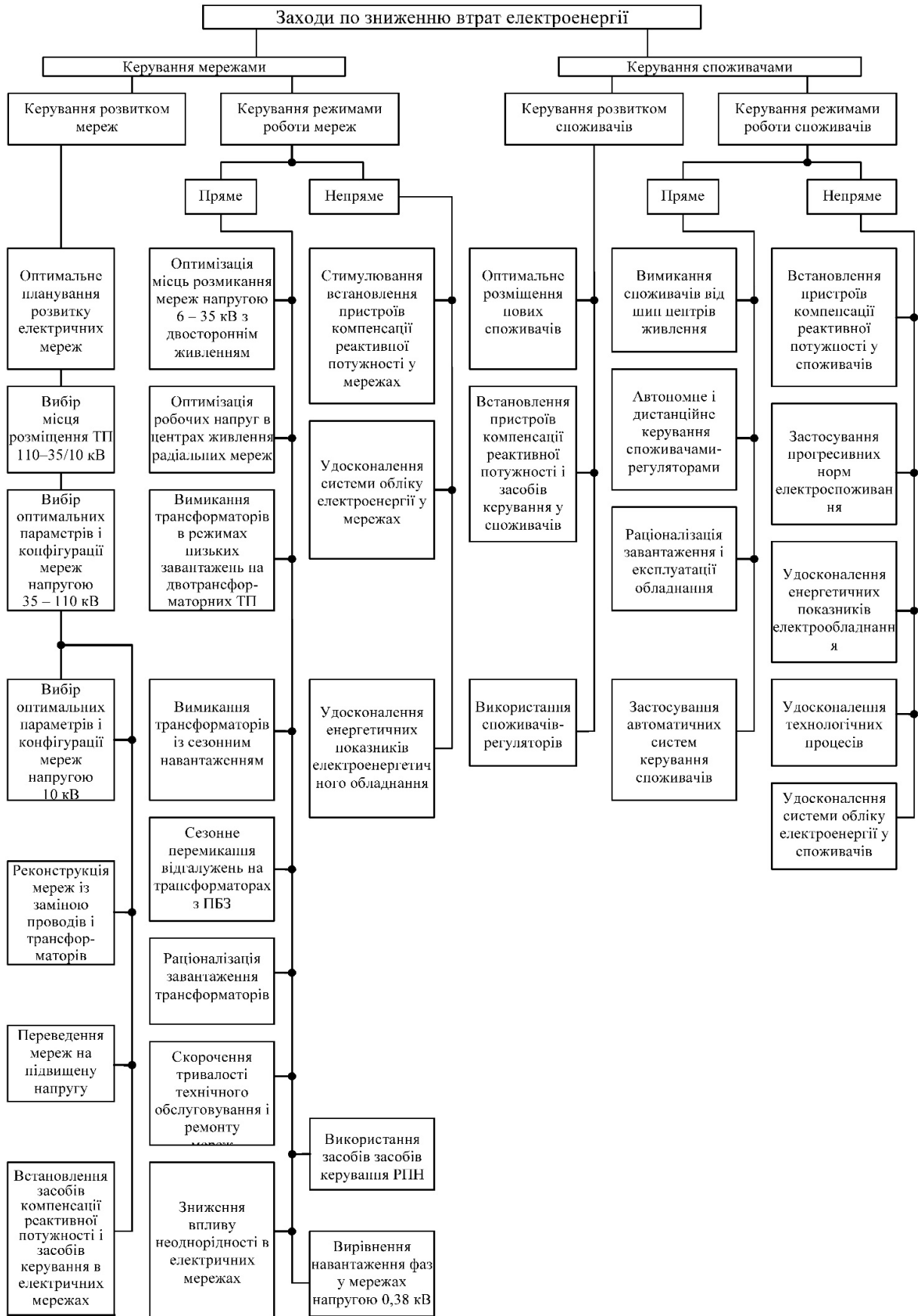


Рисунок 2.2 - Класифікація заходів зі зниження втрат електричної енергії

У цьому випадку використовують регресійні залежності, що дозволяють визначати $R_{ек}$, виходячи з узагальнених параметрів лінії: сумарної довжини ділянок лінії, перетину дроту і довжини магістралі, розгалужень і т.ін. Для практичного використання найбільш доцільна залежність:

$$\boxed{\phantom{R_{ек} = a_1 l_{\Gamma}^a + a_2 l_{\Gamma}^b + a_3 l_{\Gamma}^c + a_4}} \quad (2.37)$$

де R_{Γ} - опір головного ділянки лінії;

$l_{\Gamma}^a, l_{\Gamma}^b$ - сумарні довжини ділянок магістралі (без головного ділянки) з алюмінієвими і сталевими дротами відповідно;

$l_{\Gamma}^c, l_{\Gamma}^d$ - те ж ділянок лінії, що відносяться до відгалуженням від магістралі;

F_M - перетин дроти магістралі;

$a_1 - a_4$ - табличні коефіцієнти.

У зв'язку з цим залежність (2.14) і наступне визначення з її допомогою втрат електроенергії в лінії доцільно використовувати для вирішення двох завдань: визначення сумарних втрат в k лініях як суми значень, розрахованих за (2.11) або (2.12) для кожної лінії (в цьому випадку погрішності зменшуються приблизно в k разів); визначення ліній з підвищеними втратами (вогнища втрат).

3 ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ВИТРАТ НА ПРОВЕДЕННЯ ЗАХОДІВ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Розрахунок небалансів втрат електричної енергії

На напрузі 0,4 кВ електроенергія з мереж об'єкту не відпускається, тому допустимі комерційні втрати дорівнюють нулю.

Розрахунок допустимого небалансу.

Точки обліку, фіксованого вступу електроенергії на об'єкт.

По формулах визначаємо для ТС [22, 25]:

$$\Delta_{TT} = (-1,06 + 1,56 \cdot 0,5) \cdot 0,5 = -0,14\%;$$

$$\delta_{TT} = \pm (0,81 - 0,31 \cdot 0,5) \cdot 0,5 = \pm 0,33\%;$$

За формулами (2.5) і (2.6)и визначаємо для ТН [22]:

$$\Delta_{TH} = (0,5 - 1,0) \cdot 0,5 = -0,25\%;$$

$$\delta_{TH} = \pm 0,5 \cdot 0,5 = \pm 0,25\%$$

Допустима втрата напруги у вторинному колі ТН відповідно до вимог ПУЕ до розрахункового обліку складає:

$$\Delta U_{TH} = 0,5 \cdot K_{TH} = 0,25\%.$$

Для електронних лічильників (ліч = 0 і ліч = $K_{ліч}$) сумарні похибки по кожній точці обліку введення електроенергії відповідно до формул (2.3) і (2.4) складають:

$$\Delta_j = -2,1 \cdot 0,14 - 1,7 \cdot 0,25 + 0 - 0,5 \cdot 0,25 + 0 = -0,84\%.$$

$$\delta_j = \pm 1,1 \sqrt{2,2 \cdot 0,33^2 + 1,5 \cdot 0,25^2 + 0,25 \cdot 0,25^2 + 0,5^2} = \pm 0,85\%.$$

Точки обліку фіксованого відпуску електроенергії з об'єкту.

Аналогічно визначаємо:

$$\Delta_{TT} = (-1,06 + 1,56 \cdot 0,3) \cdot 1,0 = -0,59\%;$$

$$\delta_{TT} = \pm (0,81 - 0,31 \cdot 0,3) \cdot 1,0 = \pm 0,72\%;$$

$$\Delta_{TH} = (0,5 - 1,0) \cdot 1,0 = -0,5\%;$$

$$\delta_{TH} = \pm 0,5 \cdot 1,0 = \pm 0,5\%.$$

Допустима втрата напруги у вторинному колі ТН складає:

$$\Delta U_{TH} = 0,5\%$$

Для індукційних лічильників (ліч = - 0,2 : 1,0 = - 0,8% і ліч = K_{ліч}.) сумарні похибки по кожній точці обліку відпуску електроенергії відповідно до формул (2.3) і (2.4) складають [25]:

$$\Delta_i = -2,1 \cdot 0,59 - 1,7 \cdot 0,5 - 0,8 - 0,5 \cdot 0,5 = -3,14\% ,$$

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{2,2 \cdot 0,72^2 + 1,5 \cdot 0,5^2 + 0,25 \cdot 0,5^2 + 1,0^2} = \pm 1,77\% ,$$

Визначаємо систематичну і випадкову складові допустимого небалансу електроенергії по об'єкту в цілому [26]:

За формулами (2.1) і (2.2):

$$\Delta_{\Sigma} = 3,14 \frac{90}{100} 100 - 0,84 \cdot \frac{1000}{100} \cdot 10 = 282,6 - 84 = 198,6 \text{ тис.кВт} \cdot \text{год}$$

$$\delta_{\Sigma} = \pm \sqrt{0,95 \left(\frac{0,85}{100} \cdot 1000 \right)^2 10 + 0,95 \left(\frac{1,77}{100} \cdot 90 \right)^2} = \pm 102,62 \text{ тис.кВт} \cdot \text{год}$$

У відсотках від вступу енергії на об'єкт $\Delta_{\Sigma} = 2,0\%$; $\delta_{\Sigma} = \pm 1,03\%$

Відповідно до результатів розрахунку допустимий небаланс електроенергії на об'єкті складає від 0,97% до 3,03%.

Аналіз результатів. Як легко побачити з останньої формули, внесок останнього доданка у випадкову похибку становить 98,0 тис. кВт·год або 0,98%. Внесок перших двох доданків становить 30,45 тис. кВт·год або 0,3%, а в сумі (враховуючи квадратичність додавання) 1,03%. Якщо не враховувати доданка, що відображає вплив на допустимий небаланс електроенергії точності розрахунку технічних втрат, допустимий небаланс електроенергії складе від 1,7% до 2,3%.

Приведене зіставлення показує, що не облік погрішності розрахунку технічних втрат істотно спотворює розрахунок допустимого небалансу (в даному випадку більше, ніж в 3 рази - замість 1,03% отримуємо 0,3%).

Крім того не враховується систематична складова похибки вимірів. Такий вплив похибки розрахунку технічних втрат можливий, якщо похибка одного приладу складає 1%, тоді результуюча похибка стає багато менше 1% внаслідок часткової компенсації похибок. Розрахунок технічних втрат еквівалентний їх виміру одним лічильником, що фіксує 7% енергії і має клас 1,4%. В результаті розрахунку для прикладу отримуємо 0,36% замість реальних від 0,97% до 3,03%.

Розрахунок нормативного небалансу: Нормативний небаланс розраховують аналогічним чином, використовуючи замість фактичних коефіцієнтів завантаження ТТ їх нормативні значення:

- в точках вступу електроенергії ($ТС = 0,8 \cdot 0,8 = 0,64$);
- в точках відпуски електроенергії ($ТТ = 0,6 \cdot 0,8 = 0,48$).

Складові, що відносяться до ТН і лічильників (якщо припустити, що їх характеристики відповідають вимогам ПУЕ) залишаться без змін. Величини, що відносяться до ТС, складуть:

- для точок обліку, надходження енергії :

$$\Delta_{TT} = (-1,06 + 1,56 \cdot 0,64) \cdot 0,5 = -0,031;$$

$$\delta_{TT} = \pm (0,81 - 0,31 \cdot 0,64) \cdot 0,5 = \pm 0,31;$$

- для точок обліку, відпуск енергії [28]:

$$\Delta_{TT} = (-1,06 + 1,56 \cdot 0,48) \cdot 1,0 = -0,31;$$

$$\delta_{TT} = \pm (0,81 - 0,31 \cdot 0,48) \cdot 1,0 = \pm 0,66;$$

Сумарні похибки складуть:

- по кожній точці обліку надходження електроенергії :

$$\Delta_j = -2,1 \cdot 0,031 - 1,7 \cdot 0,25 + 0 - 0,5 \cdot 0,25 + 0 = -0,62\%$$

$$\delta_j = \pm 1,1 \sqrt{2,2 \cdot 0,31^2 + 1,5 \cdot 0,25^2 + 0,25 \cdot 0,25^2 + 0,5^2} = \pm 0,83\%$$

- по кожній точці обліку відпуску електроенергії :

$$\Delta_i = -2,1 \cdot 0,31 - 1,7 \cdot 0,5 - 0,8 - 0,5 \cdot 0,5 = -2,55\%$$

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{2,2 \cdot 0,66^2 + 1,5 \cdot 0,5^2 + 0,25 \cdot 0,5^2 + 1,0^2} = \pm 1,70\%$$

Систематична і випадкова складові нормативного небалансу електроенергії по об'єкту в цілому складають [12]:

$$\Delta_{\Sigma} = 2,55 \frac{90}{100} 100 - 0,62 \cdot \frac{1000}{100} \cdot 10 = 229,5 - 62 = 167,5 \text{ тис.кВт} \cdot \text{год}$$

$$\delta_{\Sigma} = \pm \sqrt{0,95 \left(\frac{0,83}{100} 1000 \right)^2 10 + 0,95 \left(\frac{1,70}{100} \cdot 90 \right)^2 100 + \left(\frac{14}{100} 700 \right)^2} = \pm 102,38\%$$

У відсотках від вступу енергії на об'єкт $\Delta_{\Sigma} = 1,7\%$; $\delta_{\Sigma} = \pm 1,02\%$

Відповідно до результатів розрахунку нормативний небаланс електроенергії на об'єкті складає від 0,68% до 2,72%.

Якщо не враховувати останнього доданку під коренем, що відбиває вплив на нормативний небаланс електроенергії точності розрахунку технічних втрат, випадкова складова небалансу складе 29,63 тис. кВт·год, а допустимий небаланс електроенергії складе від 1,4% до 2,0%. Це зіставлення показує, що не облік похибки розрахунку технічних втрат істотно спотворює розрахунок допустимого небалансу.

Варіант 1 є розрахунком небалансів без урахування похибки розрахунку технічних втрат.

Результати розрахунку складових допустимого і нормативного небалансу електроенергії зведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Складові допустимого і нормативного небалансу електроенергії

Вид небалансу	Варіант розрахунку	Складові погрішності, %		Діапазон, %
		Систематична	Випадкова	
Допустимий	1	-2,0	±0,3	-1,7 ÷ -2,3
	2	-2,0	±1,03	-0,97 ÷ -3,03
Нормативний	1	-1,7	±0,3	-1,4 ÷ -2,0
	2	-1,7	±1,02	-0,68 ÷ -2,72

З таблиці 3.1 видно, що резерв зниження втрат, обумовлених інструментальними похибками обліку (резерв зниження систематичної складової похибки), складає $2,0 - 1,7 = 0,3\%$. Діапазон допустимого небалансу (випадкова складова) практично не може бути зменшений за рахунок поліпшення характеристик приладів обліку (можливе зменшення з 1,03% до 1,02%), зате може бути істотно понижений за рахунок точнішого розрахунку технічних втрат електроенергії - до 0,3%.

Систематична складова (середнє значення) допустимого небалансу визначається в основному похибками приладів обліку, а розмах навколо середнього значення - в основному похибками розрахунку технічних втрат електроенергії.

Для визначення ж класів точності методів розрахунку технічних втрат необхідно не просто провести деяку кількість порівняльних розрахунків і сказати «за 5% не виходить», а математично описати кожен складову похибки, щоб можна було у кожному конкретному випадку визначати можливий діапазон похибок. Для цього загальну похибку треба розділити на складові, кожна з яких має свій механізм формування, а потім математично описати їх. При такому підході можливий перехід до об'єктивної оцінки класу точності розрахунку технічних втрат.

Розрахувати норматив втрат електроенергії на майбутній рік для об'єкту, структура відпустки і втрат електроенергії для якого приведені в таблиці 3.1 і 3.2.

Перспективний норматив втрат електроенергії приведений в таблиці 3.2. Він складає 10% при фактичних втратах, рівних 15%.

Поточний норматив визначають на основі аналізу можливостей реалізації в планованому періоді наявних резервів зниження втрат, приведених в таблиці 3.2. Якщо їх об'єктивна оцінка ускладнена, використовують коефіцієнти нормалізації. При використанні цих коефіцієнтів поточний норматив втрат електроенергії для умов цього прикладу складе (складові втрат виділені дужками) [30]:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{норм}} &= (174,2 \cdot 0,98) + (6,0 + 0,9 \cdot 1,1) + (25,8 + 0,95 \cdot 22,8) + (15,0 + 0,95 \cdot 35,1) \\ &= 273,5 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год або (12,26\%).} \end{aligned}$$

Розрахувати втрати, що включаються в тарифи споживачів різних категорій, можна за наступним алгоритмом виходячи з даних таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Відпуск електроенергії споживачам з мереж відповідної напруги і втрати в мережах

Напруга, кВ	Відпуск споживачам, млн. кВт·год	Технічні втрати в мережі, млн. кВт·год
110 кВ і вище	500	76,0
35 кВ	100	4,0
6-20 кВ	700	51,8
0,4 кВ	650	42,4
Всього	1950	174,2

Слід зазначити, що труднощі з оцінкою можливостей реалізації резервів зниження втрат можуть виникнути, в основному, відносно технічних втрат. В той же час, вимога їх зниження на 2 % від їх розрахункового

значення в рік за відсутності обґрунтувань не виглядає надмірним. У відношенні ж витрати електроенергії на власні потреби, вдосконалення обліку електроенергії і комерційних втрат цільові установки очевидні - поступове зниження цих складових до відомих нормативних значень.

Тарифи відповідних категорій споживачів включають [29]:

$$\Delta W_{\text{Тар. мех. 0,4}} = 42,4 + \frac{650}{650 + 700} \cdot 51,8 + \frac{650}{1950} \cdot 76,0 = 94,5 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{\text{Тар. мех. 6-35}} = \frac{700}{700 + 650} \cdot 51,8 + \frac{700 + 100}{1950} \cdot 76,0 = 60,2 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{\text{Тар. мех. 110}} = \frac{500}{1950} \cdot 76,0 = 19,5 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}.$$

Розподіл між тарифами витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище роблять аналогічним чином. Для того, щоб не перевантажувати приклад, воно тут не робиться.

Сумарні комерційні втрати 50,1 млн. кВт·год розподіляють пропорційно відпуску електроенергії різним категоріям споживачів, що складе, відповідно 16,7; 20,6 і 12,8 млн. кВт·год.

Втрати, обумовлені допустимими інструментальними похибками обліку електроенергії на кожному ступені напруги:

- для мереж 0,4 кВ - 15,2 млн. кВт·год;
- для мереж 6-20 кВ - 17,8 млн. кВт·год;
- для мереж 35 кВ і вище - 15,6 млн. кВт·год.

За наявності даних про відпуск електроенергії в мережі 35 кВ аналіз втрат в них може бути виконано повноцінним блоком, аналогічно мережам іншої напруги. За відсутності таких даних допустима інструментальна похибка обліку електроенергії в мережах 35 кВ і вище (15,6 млн. кВт·год)

може бути розділена між мережами 110 кВ і вище, і мережами 35кВ пропорційно корисній відпустці споживачам на цій напрузі. Аналогічно може бути розділений і витрата електроенергії на власні потреби підстанцій (7,1 млн. кВт·год). Доли від суми в 22,7 млн. кВт·год складуть відповідно до 18,9 і 3,8 млн. кВт·год.

Втрати, що включаються в тарифи різних категорій споживачів, мають бути зменшені пропорційно зменшенню нормативу в порівнянні з фактичними втратами, тобто помножені на коефіцієнт $12,26/12,56 = 0,976$, і складуть [31-33]:

- для споживачів, що одержують живлення на напрузі 0,4 кВ:

$$(94,5 + 16,7 + 15,2) \cdot 0,976 = 123,4 \text{ млн. кВт·год};$$

- для споживачів, що одержують живлення на напрузі 6-35 кВ:

$$(60,2 + 20,6 + 17,8 + 3,8) \cdot 0,976 = 100,0 \text{ млн. кВт·год};$$

- для споживачів, що одержують живлення на напрузі 110 кВ і вище:

$$(19,5 + 12,8 + 18,9) \cdot 0,976 = 50,0 \text{ млн. кВт·год}.$$

Розрахувати коефіцієнти характеристики втрат в мережах 6-20 кВ, технічні втрати електроенергії в яких, розраховані для періоду тривалістю $D = 31$ день при відпустці електроенергії 475 млн. кВт·год, склали: навантаження - 22,7 млн. кВт·год, холостого ходу 17,3 млн. кВт·год (сумарні втрати дорівнюють 40,0 млн. кВт·год або 8,4%).

По формулах (2.2) і (2.3) визначаємо [34]:

$$A_{6-20} = \frac{22,7}{475^2} 31 = 0,0031;$$

$$C_{6-20} = 17,3 / 31 = 0,558.$$

Характеристика технічних втрат має вигляд:

$$\Delta W_{6-20} = 0,0031 \frac{W_{6-20}^2}{D} + 0,558 \cdot D$$

Втрати, на основі яких визначаються коефіцієнти характеристики, можуть бути розраховані за будь-який період. Значення коефіцієнтів при цьому залишаються незмінними. За отриманою характеристикою втрати можуть розраховуватися за будь-який період будь-якої тривалості - результат буде практично таким же, як при прямому розрахунку втрат з використанням детальних схем і навантажень (незначна відмінність визначається зміною напруги у вузлах мережі при зміні навантаження), тому досить розрахувати їх один раз і визначити коефіцієнти характеристики, яка потім використовується багаторазово.

Розрахувати коефіцієнти нормативної характеристики технічних втрат електроенергії в мережах, характеристика технічних втрат в яких отримана в прикладі 4, якщо ефект від заходів по зниженню втрат, які заплановано провести в майбутньому періоді, складає 2% від фактичного значення втрат навантажень і 3% від фактичного значення втрат холостого ходу.

Коефіцієнти нормативної характеристики складуть:

$$A = 0,0031 \cdot 0,98 = 0,003; \quad B = 0,558 \cdot 0,97 = 0,54.$$

Нормативна характеристика має вигляд:

$$\Delta W_{6-20} = 0,003 \frac{W_{6-20}^2}{D} + 0,54 \cdot D. \quad (3.1)$$

Якщо дійсний відпуск електроенергії за звітний період виявився вище запланованого і склав, наприклад, 550 млн. кВт·год, то норматив втрат, визначений за вищенаведеною формулою при цьому відпустці, дорівнює 46 млн. кВт·год або 8,37%. Якщо фактичні втрати склали не 8,12%, як заплановано при відпустці 475 млн. кВт·год, а 8,35%, то норматив слід вважати виконаним.

3.2 Розрахунок втрат електричної енергії для ділянки мережі

Розрахувати технічні втрати для мережі напругою 10 кВ, представленою на рисунку 3.1. Спочатку встановлюємо діапазони варіювання чинників. Вихідні дані: номінальна напруга $U_H = 10$ кВ; коефіцієнт потужності $\text{tg}\varphi = 0,62$; сумарна довжина лінії $L = 12,98$ км; сумарна потужність трансформаторів $S_{\Sigma T} = 423$ кВА; число годин максимального навантаження $T_{max} = 5100$ год / рік; коефіцієнт форми графіка навантаження $k_\phi = 1,15$.

Результати розрахунку втрат потужності для всіх сполучень навантажень ($3^3 = 27$ варіантів), наведені в таблиці 3.3. В якості фактора P_o фіксувався сумарний відпуск в мережу для власних споживачів (сумарне навантаження на шинах 10 кВ плюс втрати в мережі).

Для прикладу розрахунку втрат електроенергії в розподільній мережі 10 кВ виберемо реальну лінію.

Отримані значення коефіцієнтів характеристики втрат потужності приведені в таблиці 3.3. У останньому стовпці таблиці 3.4 дані похибки апроксимації, що відповідають рівню вірогідності 0,95 (подвоєні значення середньоквадратичних погрешностей). У таблиці приведені також вклади складових втрат в сумарну величину втрат. Їх сума з урахуванням знаків складає 100 %.

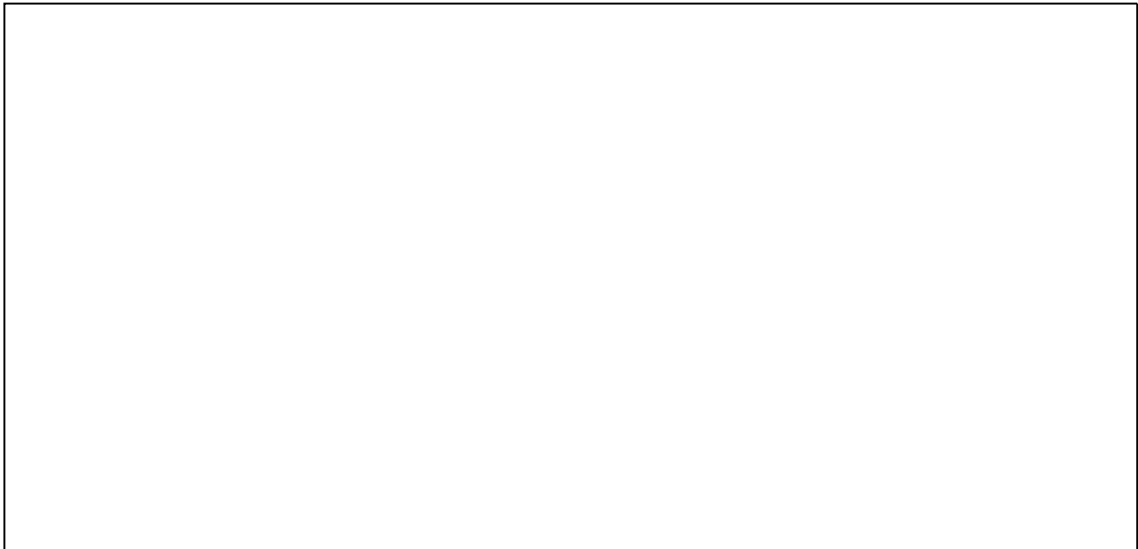


Рисунок 3.1 - Розрахункова схема розподільної мережі 10 кВ

Аналіз даних показує, що найменші вклади мають складові $a_{22}P_{22}$ (7%) і b_0P_0 (15 %). Коефіцієнти другого варіанту залежності (без цих складових) також приведені в таблиці 3.4. Похибка залежності збільшилася з 3,8 до 4 %, а кількість членів знизилася з 9 до 7.

Мале значення складової $a_{22}P_{22}$ підтверджується і коефіцієнтом кореляції втрат і чинника P_2 - значення коефіцієнтів, для даних чинників склали: $r_0=0,773$; $r_1=0,613$; $r_2=0,157$.

Втрати холостого ходу при зміні навантажень також змінюються у зв'язку із зміною напруг у вузлах, тому їх також можна апроксимувати квадратичним поліномом в залежності від факторів P_0 , P_1 і P_2 . Більшість коефіцієнтів характеристики втрат холостого ходу мають зворотний знак в порівнянні з коефіцієнтами характеристики навантажувальних втрат, так як при збільшенні навантажень напруги у вузлах мережі знижуються (коефіцієнт кореляції навантажувальних втрат і втрат холостого ходу в даному прикладі склав -0,92). Результати апроксимації втрат холостого ходу, а також значення коефіцієнтів характеристики сумарних втрат потужності в основній мережі, отримані складанням коефіцієнтів характеристик навантажувальних втрат і втрат холостого ходу.

Таблиця 3.3 - Результати варіантних розрахунків втрат потужності

№ з/п	Значення чинників, кВт			Втрати потужності, кВт	
	P_o	P_1	P_2	Навантаження	Холостого ходу
1	343,8	200	-100	28,6	23,1
2	344,1	250	-100	23,12	20,1
3	353,51	150	-100	34,8	20,4
4	323,7	200	-150	29,11	21,1
5	328,56	250	-150	32,21	20,8
6	323,47	150	-150	33,531	20,02
7	318,38	200	-50	34,852	19,66
8	313,29	250	-50	36,173	19,3
9	308,2	150	-50	37,494	20,23
10	303,11	200	-100	38,815	20,24
11	298,02	250	-100	30,136	21,23
12	292,93	150	-100	31,457	20,25
13	287,84	200	-150	32,778	19,82
14	282,75	250	-150	34,099	19,71
15	277,67	150	-150	35,42	19,599
16	272,58	200	-50	36,741	19,489
17	267,49	250	-50	38,062	19,379
18	262,4	150	-50	39,383	19,269
19	257,31	200	-100	30,704	19,159
20	252,22	250	-100	22,025	19,048
21	247,13	150	-100	23,346	18,938
22	242,04	200	-150	24,667	18,828
23	236,95	250	-150	25,988	18,718
24	231,86	150	-150	27,309	18,608
25	226,78	200	-50	28,63	18,498
26	221,69	250	-50	29,951	18,387
27	216,6	150	-50	31,272	18,277

Остаточно характеристика втрат потужності має вигляд:

$$\Delta P = (0,21P_0^2 + 1,45P_1^2 + 1,89P_0P_1 + 2,98P_0P_2 + 2,63P_1P_2 - 23,1P_1 - 109,1P_2 + 20,5)10^{-3} \text{ кВт}$$

де 20,5 - постійна складова залежності втрат потужності холостого ходу.

Апроксимація сумарних втрат (навантажень і холостого ходу) привела до дещо відмінних значень коефіцієнтів. При цьому постійна складова залежності збільшилася до 31,3 за рахунок включення в неї постійною складовою апроксимації втрат навантажень. Незважаючи на можливе (зазвичай дуже невелике) зниження погрішності при апроксимації сумарних втрат, доцільно все ж проводити апроксимацію втрат навантажень і втрат холостого ходу окремо для яснішого відображення характеристикою їх структури.

Слід зазначити, що кількість членів технічних втрат визначається тільки кількістю чинників, а не складністю схеми мережі. Для мережі будь-якої складності при трьох чинниках технічних втрат матиме однаковий вигляд і відрізнятиметься від технічних втрат інших мереж лише чисельними значеннями коефіцієнтів і кількістю значимих складових.

Для перетворення коефіцієнтів характеристики втрат потужності в коефіцієнти характеристики втрат електроенергії застосовують формули:

$$A = \frac{a}{24} k_\phi^2 10^3 ; \quad (3.2)$$

$$B = b, \quad (3.3)$$

де k_ϕ - коефіцієнт форми графіку;

a і b - коефіцієнти залежності втрат потужності.

Коефіцієнти форми графіків навантаження обчислюють або безпосередньо по графіках, або по емпіричних залежностях [29]. У

останньому випадку рекомендується приймати: для реверсивних міжсистемних зв'язків - $k_{\phi}^2 = 1,33$; для нереверсивних - рівним середньгеометричному значенню між 1,33 і k_{ϕ}^2 графіку власного навантаження. При творах чинників k_{ϕ}^2 обчислюють за формулою [6]:

$$k_{\phi ij}^2 = 1 + r_{ij} \sqrt{(k_{\phi i}^2 - 1)(k_{\phi j}^2 - 1)}, \quad (3.4)$$

де $k_{\phi i}$ і $k_{\phi j}$ коефіцієнти форми графіків i і j ;

r_{ij} - коефіцієнт кореляції потоків активної потужності i -го і j -го чинників, такого, що розраховується за режимними даними.

За відсутності даних про r_{ij} доводиться приймати припущення про незалежність чинників ($r_{ij} = 0$). Тоді $K_{\phi ij}^2 = 1$.

Коефіцієнти форми графіків мають бути визначені на стадії формування втрат і введені в неї у вигляді постійних чисельних значень. При використанні втрат їх коригування не передбачається, оскільки характеристики графіків навантаження не входять до складу параметрів, реєстрованих в офіційній звітності.

Аналіз проведених розрахунків втрат електроенергії та їх нормативів дозволяє зробити такі основні висновки: при збільшенні $k_{зТП}$ від 0,5 до 0,8 спостерігається збільшення абсолютного значення сумарних втрат електроенергії, що відповідає збільшенню потужності головного ділянки пропорційно $k_{зТП}$. Але, при цьому, збільшення сумарних втрат щодо відпуску електроенергії становить: для $k_{зТП1} = 0,5$ - 2,8%, а для $k_{зТП2} = 0,8$ - 3,6%, в тому числі частка умовно-змінних втрат у першому випадку становить 2%, а в другому - 3,1%, тоді як частка умовно-постійних втрат у першому випадку - 0,8%, а в другому - 0,5%. Таким чином, ми спостерігаємо збільшення умовно-змінних втрат з ростом навантаження на головному ділянці, в той час як умовно-постійні втрати залишаються незмінними і займають меншу вагу при підвищенні завантаження лінії. У підсумку, відносно збільшення втрат

електроенергії склало всього 1,2% при значному збільшенні потужності головного ділянки.

Цей факт свідчить про більш раціональне використання даної розподільчої мережі. Розрахунок нормативів втрат електроенергії показує, що і для $k_{зтп1}$, і для $k_{зтп2}$ дотримуються нормативи по втратах. Таким чином, найбільш ефективним є використання даної розподільної мережі при $k_{зтп2} = 0,8$. При цьому обладнання буде використовуватися більш економічно.

За підсумками виконання роботи можна зробити наступні основні висновки: електрична енергія, що передається по електричних мережах, для свого переміщення витрачає частину самої себе. Частина виробленої електроенергії витрачається в електричних мережах на створення електричних і магнітних полів і є необхідним технологічним витратою на її передачу. Найбільше значення в даний час мають технічні втрати, так як саме вони є основою для розрахунку планованих нормативів втрат електроенергії.

В залежності від повноти інформації про навантаження елементів мережі для розрахунку втрат електроенергії можуть використовуватися різні методи. Також застосування того чи іншого методу пов'язано з особливістю мережі. Таким чином, з огляду на простоту схем ліній мереж 0,38 - 6 - 10 кВ, велика кількість таких ліній і низьку достовірність інформації про навантаження трансформаторів, в цих мережах для розрахунку втрат використовуються методи, засновані на представленні ліній у вигляді еквівалентних опорів.

Застосування подібних методів доцільно при визначенні сумарних втрат у всіх лініях або в кожній, а також для визначення осередків втрат. Процес розрахунку втрат електроенергії є досить трудомістким. Для встановлення в розглянутому періоді часу прийняттого за економічними критеріями рівня втрат, а також для встановлення тарифів на електроенергію, застосовується нормування втрат електроенергії. Зважаючи на істотні відмінності в структурі мереж, в їх протяжності норматив втрат для кожної енергопостачальної організації являє собою індивідуальне значення, яке

визначається на основі схем і режимів роботи електричних мереж і особливостей обліку надходження і відпуску електроенергії. Більш того, втрати електроенергії рекомендовано розраховувати за нормативами при використанні значень узагальнених параметрів (сумарної довжини лінії електропередачі, сумарної потужності силових трансформаторів) та відпуску електроенергії в мережу.

Подібна оцінка втрат, особливо для безлічі розгалужених мереж 0,38 - 6 - 10 кВ, дозволяє істотно знизити трудовитрати на проведення розрахунків. Приклад розрахунку втрат електроенергії в розподільній мережі 10 кВ показав, що найбільш ефективним є використання мереж з досить високим завантаженням ($k_{зпн} = 0,8$). При цьому спостерігається невелике відносне збільшення умовно-змінних втрат у частці відпуску електроенергії, і зниження умовно-постійних втрат. Таким чином, сумарні втрати збільшуються незначно, а обладнання використовується більш раціонально.

3.3 Оцінка ефективності витрат на зниження втрат електричної енергії

Оцінку ефективності витрат на проведення заходів проводять відповідно до «Методики оцінки поточних показників ефективності існуючих енергозберігаючих заходів, що розробляються для ПАТ-енерго і електростанцій» і «Методичних рекомендацій за оцінкою ефективності інвестиційних проектів і їх відбору для фінансування».

У цих документах встановлені рекомендовані показники ефективності і методи їх розрахунку для двох типів заходів :

- заходи, капітальні вкладення в які, експлуатаційні витрати і техніко-економічні показники змінюються по роках розрахункового періоду;

- заходи, витрати на які здійснюються впродовж одного року, а експлуатаційні витрати і техніко-економічні показники відносно стабільні впродовж розрахункового періоду.

У міжнародній практиці прийнято, що кожен інвестор або будь-яка фірма сама приймає рішення про те, якими критеріями користуватися при ухваленні рішення про впровадження заходу.

Найбільш простим критерієм є термін окупності (термін повернення) витрат на впровадження заходу за рахунок отримуваної при цьому економії електроенергії.

При розрахованому значенні річного зниження втрат електроенергії δW , кВт·год, відомій вартості електроенергії на момент придбання устаткування - b , грн/кВт·год і ціні устаткування - C , грн, термін окупності витрат визначають по формулі [30]:

$$T_{ок} = \frac{C + Z}{b \cdot \delta W - p \cdot C / 100} = \frac{C + Z}{E}, \quad (3.6)$$

де Z - додаткові витрати, пов'язані з транспортуванням, установкою, монтажем устаткування і тому подібне;

p - відсоток щорічних витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизаційних відрахувань від вартості устаткування.

Впродовж терміну витрати напруги в устаткування компенсуються вартістю заощадженої енергії, а після нього економічний ефект складатиме щорічно E , грн. Оцінка прийнятності отриманих показників ефективності і доцільності впровадження даного заходу здійснюється особою, що приймає рішення про виділення засобів на придбання устаткування.

При розрахунках за формулою (3.1) для отримання гарантованого ефекту від впровадження заходів в якості δW слід набувати його мінімального значення з інтервалу невизначеності.

Якщо при розрахунковому мінімальному значенні натурального ефекту від впровадження заходу δW становить 170 тис. кВт·год на рік. Ціна обладнання в даний момент $C = 130$ тис. грн, додаткові витрати $Z = 60$ тис. грн, вартість електроенергії 1,68 грн/кВт·год. Щорічні витрати на обслуговування устаткування $p = 10\%$.

Тоді,

$$E = 1,68 \cdot 17 \cdot 10^3 - 0,1 \cdot 130 = 285 \text{ тис. грн/рік.}$$

$$T = \frac{130 + 60}{285} = 0,69 \text{ року.}$$

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

4.1 Аналіз потенційних і шкідливих чинників виробничого середовища

В даній дипломній роботі розглядаються питання нормування втрат електричної енергії в мережах ПАТ «Запоріжжяобленерго». Охорона праці в даному випадку забезпечується прийняттям рішень у відповідності до правил експлуатації електроустановок (ПУЕ).

Виконання будівних, електромонтажних і налагоджувальних робіт виконується у відповідності до діючих правил ПУЕ, а також у відповідності до діючих «Будівельних норм і правил», які затверджені Держбудом.

В умовах експлуатації трансформаторної підстанції існують наступні потенційні небезпеки: комутаційні, імпульсні й атмосферні перенапруги; прямі удари блискавок; перехід вищої напруги на сторону нижчої; хибна дія персоналу при оперативних переключеннях; можливість випадкових дотиків до частин, що перебувають під напругою; пошкодження ізоляції електроустановок; короткі замикання в електроустановках.

Обслуговування підстанцій підприємства здійснюється черговим оперативним персоналом у складі п'яти чоловік. Ремонтно-експлуатаційне обслуговування здійснюється централізовано виїзними спеціалізованими ремонтними бригадами.

У відповідності до правил технічної експлуатації (ПТЕ) для дотримання норм з охорони праці передбачаються наступні захисні заходи.

Захист від прямих ударів блискавки здійснюється для ПЛ-35 кВ грозозахисними тросами. Для території підстанції захист здійснюється блисківідводами, які встановлені на залізобетонних порталах і приєднані до загального контуру заземлення.

На підстанціях передбачено спеціальний захист від хвиль перенапруги, що набігають з ліній. Цей захист виконується розрядниками, які

встановлено з боків вищої, середньої і низької напруги силового трансформатора (СТ), а також розрядниками, які встановлено у шафах трансформаторів напруги закритого розподільчого пристрою 10 кВ.

Для контролю та профілактики ізоляції в мережах 6 і 35 кВ, на ПС передбачені спеціальні пристрої, які встановлені в приміщеннях загальнопідстанційного пункту керування (ЗПК). Стан ізоляції періодично перевіряється шляхом вимірювання омичного опору ізоляції відносно землі. В разі ушкодження ізоляції у трансформаторі власних потреб (ВП) можуть виникнути замикання не тільки на корпус але і між обмотками різних напруг. В наслідок замикання між обмотками, мережа низької напруги має $U > 1$ кВ, на яку ізоляція не розрахована. В результаті цього можлива поява небезпечних напруг доторкань і напруга кроку.

Виникнення к.з. в електроустановках, може привести до ушкодження обладнання і створити небезпеку ураження людей електрострумом. Для забезпечення безпеки людей та запобігання ушкодження обладнання проектом передбачено такі заходи: розташування обладнання на майданчику підстанції з дотриманням нормативних відстаней між струмоведучими частинами та землею; використання обладнання без конструктивних недоліків; застосування надійного заземлення з відповідною нормативною величиною опору; встановлення релейного захисту окремих елементів мережі.

Релейний захист елементів ПС спроектований в обсязі, який передбачений правилами ПУЕ і забезпечує швидке відключення при к.з. Режим роботи енергосистеми за частотою контролюється як диспетчерським персоналом, так і пристроями релейного захисту та протиаварійної автоматики, призначення яких полягає в запобіганні та ліквідації аварій. Апаратура цієї автоматики розташовується в релейних залах підстанцій. Релейні зали належать до приміщень з підвищеною небезпекою у відношенні ураження електричним струмом, оскільки існує можливість одночасного торкання струмоведучих частин і заземлених металевих каркасів та шаф з

апаратурою. Основні небезпечні фактори роботи електрика наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Оцінка факторів виробничого та трудового процесу електрика

№ з/п	Фактори виробничого середовища та трудового процесу	Нормативне значення	Фактичне значення	III клас: шкідливі та небезпечні умови, характер праці.			Довготривалість дії фактору за зміну %
				1 ступ.	2 ступ.	3 ступ.	
1	3-4 кл. небезпеки напруженість електромагнітного поля, кВ	5	7,5	1,5р	-	-	85
2	Вібрація локальна, дБ	92	95	3	-	-	80
3	Шум, дБА	80	90	-	10	-	80
4	Температура повітря, °С	27	31	-	4	-	90
	Швидкість руху повітря, м/с	0,3	0,5	-	-	0,2	90
	Відносна вологість,%	65	64	-	-	-	90
5	Тяжкість та напруженість праці	Категорія середньої важкості 2б; помірно-напружена					

4.2 Заходи з поліпшення умов праці

Останні 4-6 років Об'єднана Енергосистема України внаслідок певних причин працює з непостійною, частіше зі зниженою частотою електричного струму. Такий режим роботи небажаний, оскільки він підвищує ймовірність тяжких системних аварій, які можуть привести до значних народногосподарських збитків, загибелі та травматизму людей, екологічним катастрофам та т. ін.

Зниження частоти електричного струму живлячої мережі негативно відбивається, в першу чергу, на роботі електродвигунів, люмінесцентних та ламп розжарювання, обчислювальної техніки. Так, наприклад, у електродвигунів знижується продуктивність, у освітлювального обладнання знижується світловий потік, у моніторів обчислювальних машин підвищується коефіцієнт блимання. Зниження продуктивності електродвигунів таких механізмів, як сантехнічні вентилятори, повітродувки, живильні насоси охолоджувальних контурів, електрозасувки, електроблокування та т. ін. приводить до відхилення від розрахункових норм подавання (відведення, відсосу) води, повітря; збільшенню часу спрацьовування різних блокуючих та захисних пристроїв внаслідок чого, вони погіршують свою функціональність і можуть привести до аварії або нещасного випадку. Такі явища негативно відбиваються на умовах безпеки, виробничій санітарії та гігієні праці.

Зниження частоти живлячої напруги приводить до підвищення споживання двигунним навантаженням реактивної потужності та збільшенню втрат активної потужності (виділення тепла). Це явище зумовлює збільшення сили струму, яким живиться приймач електроенергії, а це в свою чергу викликає небажаний перегрів провідників, що приводить до дочасного старіння і руйнування ізоляції. Дочасне зношення ізоляції підвищує ймовірність виникнення замикань на корпус, небезпечних для

людей, що обслуговують електроустановку; займань проводки або обладнання внаслідок замикань або перевантаження та більш складних і небезпечних аварій.

Вимірювальні органи всіх видів захистів та автоматики є трансформатори струму та напруги. Це обладнання встановлюється на відкритих розподільчих пристроях (ВРП).

В процесі експлуатації електричних мереж, внаслідок маніпуляцій комутаційними апаратами, можуть виникати так звані комутаційні перенапруги. Ці перенапруги, при належному стані устаткування, ізоляції і опору заземлюючого пристрою, небезпеки для обслуговуючого персоналу не являють. Однак, їх дія може бути шкідливою для ізоляції силових трансформаторів, яка часто виявляється нестійкою до імпульсних значень перенапруг. Для запобігання наслідків діяннн перенапруг використовується встановлення розрядників трубчастого та вентильного типів, які обмежують значення перенапруг.

Під час оперативних переключень всі операції виконуються вдвох. Контролююча особа повинна мати V групу з електробезпеки, виконуюча особа - IV або III. Для запобігання невірній дії персоналу на деякому обладнанні вжиті блокування. Блокування мають таке обладнання як роз'єднувачі, віддільники, короткозамикачі, комірки комплектних розподільчих пристроїв та т. ін. Для полегшення орієнтування чергового персоналу широко застосовуються світлові табло, сигнальні лампи, сирени, дзвінки, вказівні реле (блінкери). Дією чергового може безпосередньо керувати диспетчер, за допомогою телефонного або радіо зв'язку. Черговий виконує переключення за бланком, під наглядом особи, що контролює. На ВРП операції виконуються наступним чином:

Контролюючий зачитує операцію, яку повинен виконати черговий.

Черговий підходить до обладнання, звіряє диспетчерські найменування і встановлює належність обладнання до того чи іншого приєднання.

Оглядає фарфорові колонки ізоляторів на предмет тріщин, сколів, течі масла і їх нахилу.

Легким ворухінням важелів переконується, що саме ті рухомі частини керуються цим важілем.

Виконує операцію.

Контролюючий у бланку відображає виконання пункту.

При цьому всі особи, що знаходяться на ВРП повинні бути в захисних касках.

У разі дистанційного керування з щита управління або з панелі РЗА операції виконуються наступним чином:

Контролююча особа за бланком зачитує пункт операції, що виконується.

Черговий підходить до панелі управління або захисту, розташовується таким чином, щоб контролюючий міг бачити його дії.

Черговий береться за ключ управління і повторює вголос команду, яку повинен виконати.

Після дозволу контролюючого черговий виконує операцію.

Після виконання операції дистанційно, черговий перевіряє особовим оглядом стан комутаційних апаратів на місці, пофазно. Тільки після того, як черговий переконається у стані вимикача, дозволяються маніпуляції роз'єднувачами.

При операціях з шинним роз'єднувачем впроваджується централізована заборона автоматичного повторного включення (АПВ) шин. При операціях з лінійним роз'єднувачем, на протилежному кінці лінії блокується АПВ та підтверджується диспетчером. Ці заходи вживаються на випадок руйнування обладнання під час маніпуляції і недопущення повторного подання напруги на пошкоджений елемент, біля якого знаходиться персонал.

На низьковольтному обладнанні (до 1000В) дозволяється працювати торкаючись струмоведучих частин. При цьому слід користуватися захисними

засобами та пристроями, такими як: діелектричні рукавички, чоботи, калоші, маски, окуляри, коврики, ізолюючі підставки.

Працювати на панелях дозволяється тільки інструментом з ізольованими ручками і заборонено використовувати неізольовані гаєчні ключі, металеві метри і лінійки, ножівки, викрутки з неізольованим стрижнем. Бажано, щоб ручки електроінструменту мали обмежуючі кільця.

Вимкнене положення комутаційних апаратів до 1000В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, невикатного виконання, пакетні вимикачі, рубильники закритого виконання) визначається перевіркою відсутності напруги на їх затискачах або дротах і шинах, що відходять від них. В електроустановках з заземленою нейтраллю при використанні двополюсного показчика перевіряють відсутність напруги на всіх фазах, між фазами і на фазі відносно корпусу або заземлюючого провідника. Припускається використання заздалегідь перевіреного вольтметра. Щоб виключити помилкову дію персоналу з огороженого робочого місця на другі комутаційні апарати, кола останніх виводяться накладками або відкиданням дротів з цієї панелі. Встановлювати і знімати накладки повинні два робітники з групами IV і III (один з них зі складу оперативних робітників), користуючись рукавичками, штангами, кліщами.

Ділянка, на якій виконується робота, огорожується. Для тимчасової огорожі струмоведучих частин, що залишились під напругою, застосовують ширми, щити, екрани і т. ін., виготовлені з ізолюючих матеріалів. Відстань цих огорож до струмоведучих частин регламентується. На тимчасових огорожах вивішують надписи "Стій напруга" або відповідні плакати безпеки.

Всі складні роботи в колах вторинної комутації виконуються за завчасно складеним і затвердженим програмам з використанням схем. Всі роботи виконуються згідно нарядно-допускнуго порядку.

Для правильної роботи земельних захистів, встановлюється режим кількості заземлених нейтралей трансформаторів на підстанції. У разі виводу в ремонт трансформатору з заземленою нейтраллю, на іншому

трансформаторі, що працював ізольовано від землі, вона заземлюється. Це робиться для постійності рівня струмів замикання на землю, які зумовлюються опором системи відносно землі. У випадку пофазного керування трансформатором, його нейтраль завжди заземлена заради уникнення його пошкодження [23].

Територія підстанції захищена блискавкоприймачами, грозозахисними тросами, що виключає можливість прямого удару блискавки у обладнання.

Для забезпечення чутливості захисних пристроїв (автоматів і запобіжників), підтримується певний рівень опору заземлюючого пристрою-40м. При цьому, як правило, використовуються заземлюючі провідники перерізом 10мм² (замість 4мм² рекомендованих ПУЕ) мідного дроту.

Опір ізоляції електрично зв'язаних вторинних кіл відносно землі, а також між колами різного призначення, електрично не зв'язаними, підтримується в межах кожного приєднання не нижче ніж 1Мом. Контроль рівня ізоляції виконується при планових перевірках захистів і кіл вторинної комутації шляхом випробування ізоляції підвищеною напругою і послідуєного заміру її опору згідно. Існують пристрої контролю ізоляції кіл постійного струму. При зниженні рівня нижче 100 кОм спрацьовує сигналізація і черговий вживає заходів для пошуку місця пошкодження.

Деякі види робіт в пристроях РЗА потребують використання малих напруг. Джерелом низької напруги, як правило 12В, виступає знижуючий трансформатор (використання автотрансформаторів заборонено). Захисний кожух трансформатору та його вторинна обмотка заземлюються. Мала напруга використовується для перевірки цілості електричних кіл, живлення переносних ручних світильників та в деяких технологічних операціях при обслуговуванні пристроїв РЗА.

Оперативні переключення в РУ підстанцій передбачено здійснювати черговим або оперативно ремонтним персоналом за наказом або з відома вище поставленого чергового персоналу. Для виключення можливостей випадкових торкань, або небезпечного наближення до струмоведучих частин,

відповідно до проекту передбачені наступні заходи: розподільне розміщення 10 кВ виконується в окремих металевих шафах КМ-1Ф, які замикаються спеціальним ключем і мають попереджувальні знаки. Вимикачі у шафах установлені на викочувальних візках. На час ремонту візки викочуються і при цьому розмикаються контакти роз'єднувача, що створює видимий розрив у колі. Механічна блокування не дозволяє включення вимикача при включеному положенні візка.

4.3. Технічні рішення з виробничої санітарії

4.3.1 Шум і вібрація на території підстанції

Відповідно до ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрация. Общие требования безопасности», на підстанціях захист від вібрацій здійснюється застосуванням віброгасіння, зниження рівня вібрації шляхом установки трансформаторів на фундаменти.

У зв'язку з тим що підстанції як правило віддалені від житлових забудов, спеціальні заходи щодо шумозахисту навколишньої території в проекті не застосовуються відповідно до ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности» [23].

4.3.2 Природне і штучне освітлення

У відповідності зі СНиП II-4-79 «Естественное и искусственное освещение» на території підстанції забезпечуються наступні норми

освітленості: приміщення апаратного зв'язку - 150 лк; приміщення щита керування - 100 лк; зовнішнє висвітлення - 0,5 лк.

Зовнішнє освітлення підстанцій підприємства виконане прожекторними лампами типу СЗГ, які встановлені на спеціальних щоглах.

Світильники типу СЗЛ для освітлення ВРУ-35 кВ встановлені на стійці СВ-95-1 на висоті 7 м ; світильники типу СЗЛ, призначені для підсвічування трансформатора. Внутрішнє здійснюється на напрузі 220 В люмінесцентними лампами і лампами накаливання.

Освітлення чарунок КМ-1 Ф виконано лампами накаливання, які встановлені в стінці чарунки, доступ до яких передбачений лише для персоналу ПС, який повинен дотримуватися усіх вимог з безпеки згідно [28].

4.4 Електробезпека

Для забезпечення електробезпеки обслуговуючого персоналу і нормальної роботи систем РЗА, ПА і АСУ ТП виконується захисне і робоче заземлення пристроїв цих систем згідно з вимогами ПУЕ.

Для вимірювальних кіл трансформаторів струму і трансформаторів напруги повинні використовуватись кабелі з металевією оболонкою або оболонкою і бронею. В одному контрольному кабелі не припускається об'єднання кіл різних класів по рівню випробувальної напруги, вимірювальних кіл напруги і струму, кіл управління с колами вимірів і сигналізації, а також з силовими колами.

Рекомендується кабельні лінії різного призначення прокладати по різних трасах, виконуючи з'єднання кабелів горизонтальними заземлювачами. Металеві оболонки і броня кабелів повинні заземлюватись в місці вводу в будівлю релейного щита, а також в місцях кінцевого розділення

кабелів. Металеві коробки, по яких прокладаються кабелі слід заземлювати через 5-10 метрів.

Для кіл міжмашинного обміну повинні застосовуватись тільки екрановані симетричні кабелі. Ці кабелі повинні прокладатись на якомога більшій відстані від силових кіл.

Взагалі, в залежності, від характеру впливу ЕМІ на лінії зв'язку і підімкнену до них релейну апаратуру можуть бути рекомендовані наступні способи захисту:

- застосування дводровових симетричних ліній зв'язку, добре ізольованих між собою та від землі;
- виключення застосування однодротових зовнішніх ліній зв'язку;
- екранування підземних кабелів з мідною, алюмінієвою, свинцевою оболонкою або прокладання їх в сталевих конструкціях, трубах;
- електромагнітне екранування блоків та вузлів апаратури;
- використання різного роду захисних вхідних пристроїв і грозозахисних засобів (троси, заземлюючі контури і т. ін.).

Як заходи захисту від прямого дотику застосовані: ізоляція струмоведучих частин; огороження і оболонки; бар'єри; розміщення поза зоною досяжності. Як заходи захисту у разі непрямого дотику застосовані: Автоматичне відключення живлення; ізолювальні зони; система зрівнювання потенціалів; електричне відокремлення кіл.

Існуючі та проєктовані заходи захисту від ураження електричним струмом-відповідають вимогам ДСН 3.3.6.037, ДСНіП 239-96, ГОСТ 12.1.002-84, Д СанПіН 3.3.6-2002.

Струмоведучі частини повністю покриті ізоляцією, яка може бути усунена тільки шляхом руйнування. Ізоляція струмоведучих частин електрообладнання повинна відповідати стандартам або технічним умовам на це електрообладнання. ВРУ-35кВ підстанції огорожено. Струмопровідні частини електрообладнання і ошиновка 35кВ знаходяться поза зоною досяжності на висоті не менше 3,2 м від рівня землі.

Розподільний пристрій 6кВ і розташоване в окремому приміщенні. Струмоведачі частини РП вміщені в оболонки, якими забезпечується ступінь захисту не менше IP2X за ГОСТ 14254.

Для електрообладнання, яке може зберігати електричний заряд після відключення (наприклад, конденсатори), для запобігання дотику до нього повинен бути виконаний попереджувальний напис. Перед дотиком до струмоведачих частин відключених конденсаторних батарей необхідно провести додатковий розряд замиканням висновків накоротко і на корпус металевою шиною з заземлювальним провідником, укріпленої на ізолюючій штанзі.

Для забезпечення автоматичного відключення живлення необхідно виконати систему заземлення і основну систему зрівнювання потенціалів, а також забезпечити координацію характеристик захисних пристроїв, які здійснюють це відключення.

Оскільки вища напруга ПС 35 кВ, то спеціального захисту від електромагнітних полів відповідно до ГОСТ 12.1.006.-84 «Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования» не передбачається.

Розрахунок захисту від блискавки для типової підстанції підприємства згідно з СН 305-77 (ПС другої категорії): захист здійснюємо на порталах ВРУ 35 кВ, а також окремо встановлених на території підстанцій.

4.5 Індивідуальні засоби захисту

Згідно з вимогами ПТЕ окрім вище зазначених заходів на підстанції що проектується є індивідуальні засоби захисту від ураження електричним струмом: оперативні та вимірювальні штанзи; ізолюючі та вимірювальні електрокліщі; вказівники напруги, ізолюючі пристрої і засоби для ремонтних

робіт; діелектричні рукавички, гумові килими, ізолюючі підставки, та переносні заземлення. На території ПС розміщені плакати та попереджувальні знаки. В процесі експлуатації, ізолюючі засоби захисту періодично проходять випробування підвищеною напругою згідно ПТЕ. На території ПС ЗРУ 10 кВ забезпечуються наступні метеорологічні умови: температура 25 °С ; відносна вологість 60%; швидкість руху повітря 0,2 м/с.

Ці умови досягаються завдяки застосуванню пристроїв вентиляції та опалення ЗРУ згідно з вимогами СНиП 2.04.85-86 “Отопление, вентиляция и кондиционирование”.

При роботах на відкритій території підстанції для попередження надмірних переохолоджень і перегрівів передбачено для обслуговуючого і ремонтного персоналу застосування спецодягу й організація перерв у роботі.

Ці заходи необхідні, тому що при тривалій роботі в умовах мікроклімату знижується опір організму до розвитку захворювань м'язової і суглобної систем.

4.6 Пожежна безпека

Проект розроблений у суворій відповідності з ДБН В.1.1-7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва». Несучі та огорожувальні конструкції виконані з негорючих матеріалів. Будинки належать до II ступеня вогнестійкості і мають евакуаційні виходи безпосередньо назовні або через тамбури згідно з п.5.13 та п.5.12 ДБН В.1.1.7-2002.

Ширина евакуаційних шляхів виконана відповідно до п.5.28 ДБН В.1.1-7-2006. Евакуаційні виходи з будівель виконані у відповідності до вимог п.5.9 та п.5.18 ДБН В.1.1.7-2006. На ОРУ-35кВ для запобігання розтікання масла та розповсюдження пожежі при пошкодженні маслонаповнених силових трансформаторів 35/6кВ проектом передбачені мастилоприймач,

мастиловідводи і мастилозбірник заглибленого типу об'ємом 45м³ (см.л.15 М2223.7-ЕСП).

Обсяг мастилоприймача розрахований на одночасний прийом 100% олії, що міститься в корпусі трансформатора. Пристрій мастилоприймача і мастиловідводів виключає перетікання мастила (води) з одного мастилоприймача в іншій, поширення пожежі, засмічення мастиловідводу і забивання його снігом, льодом і т.п. Мастиловідводи забезпечують відведення з мастилоприймача масла і води, що застосовується для гасіння пожежі. Мастиловідводи виконані у вигляді підземних трубопроводів з чавунних каналізаційних труб $\varnothing 150$ мм.

Відповідно до п.4.2.71 ПУЕ-85г., Т.к. силові трансформатори 10МВА 35/6кВ одиничною потужністю менше 63МВА протипожежний водопровід і водойма не передбачаються.

В якості протипожежних заходів на підстанції передбачені наступні заходи: застосування кабелів з ізоляцією, що не підтримують горіння; підключення швидкодіючими релейними захистами кабелів; установка пожежних щитів з вуглекислотними вогнегасниками, совковими лопатами і ящиками з піском для гасіння пожежі.

Таблиця 4.2 – Первинні засоби вогнегасіння на підстанціях

Найменування Споруди	Найменування та тип засобів вогнегасіння	Кіл-сть шт.
ВРУ – 35 кВ	Ящик з піском	2
	Щит с первинними засобами вогнегасіння	2
	Вогнегасник ОУ 8	2
ЗРУ-10 кВ	Вогнегасник ОУ 8	4
	Пересувний вогнегасник ОУ 80	1
ЗПК	Вогнегасник ОУ 2	4

Таблиця 4.3 – Категорія виробництва за пожежо - і вибухонебезпечністю

Найменування вузлів і допоміжних споруд	Категорія виробництва за СНиП	Характеристика будівельних конструкцій	Клас приміщення за ПУЭ
Вузол установки силових трансформаторів	В Пожежонебезпечне. У трансформаторах є трансформаторне масло з температурою возгорання 135 С	Незгоряємі (залізобетонні і сталеві)	П1
ВРП – 35 кВ	Г	Незгоряємі (із збірного залізобетону і сталі)	-
ВРП – 10 кВ	В	Незгоряємі (з елементів БМЗ)	П1
Кабельні канали	В	Незгораємі конструкції	П1

Металеві конструкції запроектовані відповідно до вимог СНиП II-23-81, СНиП 2.01.07-85. Марки сталі, прийняті в залежності від групи конструкцій. Всі заводські з'єднання металоконструкцій прийняті зварні, монтажні - зварні та на болтах нормальної та грубої точності.

Для забезпечення необхідної вогнестійкості всі металоконструкції покриваються емалевими складами по ґрунтованій поверхні.

Таким чином, вимоги щодо пожежної безпеки відповідають нормам.

Згідно з “Указаниями по проектированию противопожарных мероприятий и обнаружения пожара на энергетических объектах” проектувана підстанція відноситься до другої групи підстанції з одиночною потужністю трансформатора 10 МВА. ПС обладнана протипожежним водопроводом. Для запобігання розтікання масла і поширення пожежі передбачене спорудження маслоприймачів, масло відводів і масло збірників.

Ступінь вогнестійкості усіх будівель згідно СНиП2.01.02-85 “Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений” приймається II. До будівель і споруд забезпечуються під’їзди пожежних машин. Гасіння пожеж на підстанції передбачається міською пожежною командою, а також первинними засобами гасіння пожежі, які встановлені на протипожежних щитах згідно таблиці 4.2, 4.3.

Прийнятий обсяг протипожежних заходів забезпечує вимоги ГОСТ12.1.004 – 91 «Пожарная безопасность. Общие требования».

4.7 Рішення щодо захисту навколишнього середовища

Стан навколишнього середовища в Україні викликає серйозну стурбованість, оскільки є результатом економічних помилок і екологічних прорахунків. Тому вже практично не можливе самовідновлення і самоочищення природного середовища, йде активна деградація і небезпечне знищення запасів природних ресурсів [36].

У зв'язку з цим сформульовані основні шляхи виходу України з важкої екологічної кризи:

- розробка комплексних програм по охороні природи на основі моніторингових спостережень;
- збільшення витрат на охорону природи і прискорення темпів будівництва природоохоронних об'єктів

- заборонення відступу від проектів, які завдають шкоди навколишньому середовищу і інше.

Проектовані об'єкти системи електропостачання фабрики, шкідливих джерел впливу на навколишнє середовище не мають.

Встановлений електрообладнання з технологічного процесу воду і повітря не споживає, тому викидів забруднюючих атмосферу і воду немає.

Електромагнітне випромінювання від установлюваного електрообладнання та кабельних ліній промислової частоти знаходиться в межах допустимих санітарних норм СН 245-75.

Радіаційне випромінювання від установлюваного електрообладнання, не перевищує природний фон.

Низький рівень шуму і вібрації від встановленого електрообладнання забезпечується їх конструктивними рішеннями за рахунок низької потреби механічної енергії і становить 20 дБ, що не перевищує допустимі норми по СНіП II-12-77 «Захист від шуму».

При будівництві максимально зберігаються зелені насадження і рослинний покрив у місцях спорудження фундаментів і установки опор, після будівництва зелені насадження і рослинний покрив відновлюється.

При аварійних ситуаціях у проектованій системі електропостачання відсутні шкідливі викиди небезпечні для життя і здоров'я людей. Враховуючи екологічну безпеку об'єкта, заходи з охорони навколишнього середовища не передбачаються.

4.8 Розрахунок захисного заземлення

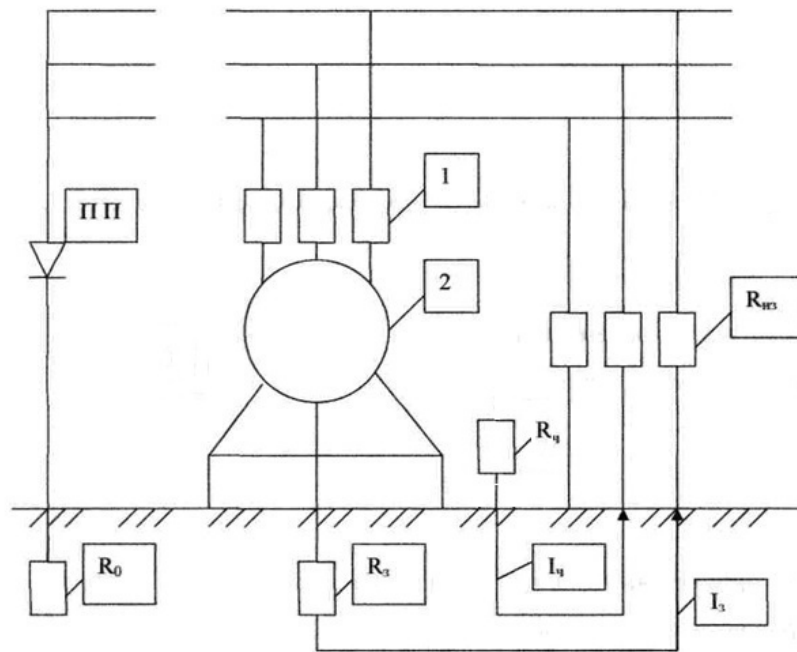
Відкриті провідні частини електроустановки за допомогою захисних провідників повинні бути приєднані до системи заземлення. На підстанції застосований тип системи заземлення TN-C. Захисне заземлення та

заземлення системи блискавкозахисту будівель та споруд підстанції здійснюється за допомогою одного спільного заземлювального пристрою. В якості заземлюючих пристроїв використовуються природні і штучні заземлювачі, з'єднані сталеві смугою 40x4. Опір заземлювального пристрою, який є спільним для високовольтних і низьковольтних електроприймачів, не повинно перевищувати 0,5 Ом в будь-який час року.

У кожній споруді виконана основна система зрівнювання потенціалів, яка реалізована шляхом приєднання до головної заземлювальної шини електроустановки таких провідних частин: захисних провідників; заземлювальних провідників пристроїв захисного та блискавко заземлень; металевих труб комунікацій; металевих частин каркаса будинку (споруди) і металевих конструкцій виробничого призначення; металевих частин систем вентиляції та кондиціонування; основних металевих частин будівельних конструкцій; металевих оболонок, екранів і броні кабелів.

Всі з'єднання виконуються зварюванням. Відкрито прокладені магістралі заземлення покриваються антикорозійною фарбою. Поразка людини електричним струмом може трапитися не тільки при дотику її до струмоведучих частин, але і в результаті контакту з металевими корпусами електроустаткування, яке випадково опинилося під напругою в наслідок пошкодження ізоляції. Для попередження подібних випадків поразки електричним струмом широко використовують захисне заземлення і занулення. Для розрахунку заземлюючого прибудові спочатку визначаємо опір розтікання струму одного вертикального електроду.

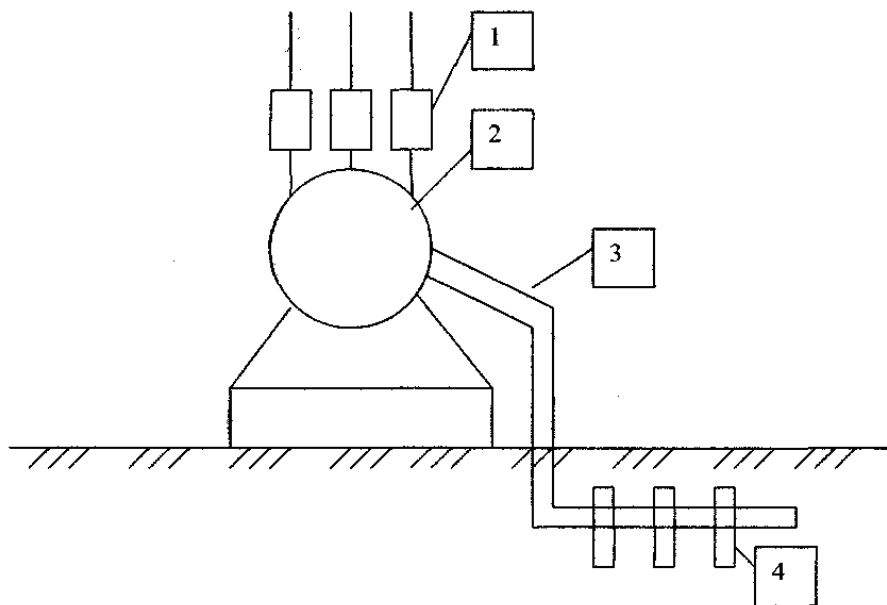
Прийmemo як заземлення вертикальні електроди стрижньові завдовжки 10 м і діаметром 11 мм. Питомий опір ґрунту в місці розташування заземлень 100 Ом·м. Принципова схема заземлення електрообладнання показана на рисунку 4.1.



ПП - пробивний запобіжник; R_0 - заземлення нульової крапки трансформатора; $R_з$ - заземлюючий пристрій; $R_{из}$ - опір ізоляції; $I_з$ - струм, замикання на землю; $I_ч$ - струм, що протікає через людину; 1 - плавкі вставки; 2 - електродвигун

Рисунок 4.1 Принципова схема захисного заземлення

Схема заземлюючого пристрою показана на рисунку 4.2



1 - плавкі вставки; 2 - електродвигун; 3 - сполучна смуга; 4 – трубчасте заземлення.

Рисунок 4.2 Виконання заземлюючого пристрою

Глибина розташування середини електрода від поверхні землі:

$$t = t_0 + \frac{1}{2};$$

де t_0 – відстань від верхньої точки трубчастого заземлення до поверхні землі, м (t_0 – від 0,5 до 1 м).

У нашому випадку $t_0 = 0,5$ м.

По-перше розрахуємо: $t = 0,5 + \frac{10}{2} = 5,5$ м;

$$R_e = \frac{\rho}{(2\pi \cdot l)} \cdot \left[\left(\ln \frac{2l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4t+l}{4t-l} \right) \right] \text{ Ом} \quad (4.1)$$

де R_e – опір розтіканню струму одного вертикального електрода, Ом

ρ – питомий опір ґрунту в місці розташування заземлень, Ом·м

l – довжина трубчастого електрода, м

d – діаметр трубчастого електрода, м

t – глибина розташування середини електрода від поверхні землі, м

Тепер маємо всі показники для розрахунку R_e :

$$R_e = \frac{100}{(2 \cdot 3,14 \cdot 10)} \cdot \left[\left(\ln \frac{2 \cdot 10}{0,011} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 5,5 + 10}{4 \cdot 5,5 - 10} \right) \right] = 9,07$$

Знайдену величину R_e порівнюємо з допустимим опором заземлюючого прибудую $R_{\text{доп}}$.

R_e (9,07 Ом) > $R_{\text{доп}}$ (4 Ом), тобто потрібно шукати необхідну кількість вертикальних електродів.

Для цього спочатку підрахуємо попередню кількість заземлень без урахування сполучної штиби (повинен бути цілим числом) по формулі:

$$n' = \frac{R_e}{R_{\text{доп}}} \quad (4.2)$$

де $R_{\text{доп}}$ – допустимий опір заземлюючого пристрою, Ом береться залежно від напруги струму, який поданий на електроустановку.

У нашому випадку: 4 Ом для установок з напругою до 1000 В.

$$n' = \frac{9,07}{4} \approx 3 \text{ шт.}$$

Потім встановлюємо потрібну кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{n'}{\eta_e}, \quad (4.3)$$

де η_e - коефіцієнт використання вертикальних електродів, який враховує обопільне екранування.

Для вибору цього коефіцієнту приймаємо значення відношення відстані між електродами до їх довжини «параметр а» і вибираємо за залежно від попередньої кількості заземлень n_1 і «параметру а».

Приймемо $a = 1$. Заземлення розміщені в ряд. Тоді визначуваний за (0,73):

$$n = \frac{3}{0.73} \approx 5 \text{ шт.}$$

Знаючи кількість заземлень, знаходимо довжину сполучної штиби (L), яка сполучає всі вертикальні стрижньові електроди по формулі:

$$L = a \cdot n \cdot l, \quad (4.4)$$

де a – значення відношення відстані між електродами до їх довжини.

Розраховуємо довжину сполучної штиби:

$$L = 1 \cdot 5 \cdot 10 = 50 \text{ м}$$

Розраховуємо опір розтіканню струму сполучної штиби без урахування екранування по формулі:

$$R_u = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t_0} \right] \quad (4.5)$$

де b – ширина сполучної штиби, м $b=d$.

$$R_u = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot 50^2}{0,011 \cdot 0,5} \right] = 3,64 \text{ Ом.}$$

Останнім визначаємо загальний опір заземлюючого пристрою R_z , який складається з опору вертикальних електродів і опору сполучної штиби:

$$R_z = \frac{R_e \cdot R_u}{R_e \cdot \eta_u + R_u \cdot \eta_l \cdot n} \quad (4.6)$$

де коефіцієнт використання сполучної штиби $\eta_u = 0,72$.

Розраховуємо загальний опір заземлюючого пристрою R_z :

$$R_3 = \frac{9,07 \cdot 3,64}{9,07 \cdot 0,72 + 3,64 \cdot 0,72 \cdot 5} = 1,68 \text{ Ом.}$$

Розраховане значення R_3 порівнюємо з $R_{\text{доп}}$.

R_3 (1,68 Ом) < $R_{\text{доп}}$ (4 Ом), тобто опір заземлюючого прибудую менше допустимого опору.

Висновок: заземлення розраховане згідно з нормами і воно забезпечує безпеку працівників.

ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз сучасного стану, переглянуто і запропоновано нову класифікацію втрат електричної енергії.
2. Розроблено методику для розрахунку втрат електричної енергії та запропоновано відповідний алгоритм визначення втрат в мережах 10кВ.
3. Переглянуто характеристики нормативних технічних втрат електричної енергії в мережах різної напруги та проведено аналіз надходження, корисного відпуску та втрат електричної енергії за ступенями напруги.
4. Запропоновано заходи щодо зниження втрат електричної енергії в мережах напругою 10кВ та проведено розрахунок втрат потужності для вказаної мережі.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Железко, Ю. С. Оцінка втрат електроенергії, обумовлених інструментальними похибками виміру [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №10. — С. 185-189.
2. Железко, Ю.С. Систематичні і випадкові похибки методів розрахунку втрат навантажень електроенергії [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №12. — С. 158-163.
3. Железко, Ю.С. Визначення інтегральних характеристик графіків навантаження для розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №11. — С. 153-168.
4. Железко, Ю.С. Принципи нормування втрат електроенергії в електричних мережах і програмне забезпечення розрахунків [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №9. — С. 133-142.
5. Железко, Ю.С. Розрахунок нормативних характеристик технічних втрат електроенергії [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2002. — №2. — С. 189-196.
6. Железко, Ю.С. Розрахунок втрат електроенергії в енергосистемах з реверсивними міжсистемними зв'язками [Текст] / Ю. С. Железко // Електрика — Вінниця : ВНТУ, 1996. — №7. — С. 125-138.
7. Методичні вказівки до дипломного проектування з розділу “Охорона праці”. – ЗДІА: Запоріжжя, 2012р. – 48с.
8. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 713с.
9. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила / Видавництво: ДП “НТУКЦ” АсЕлЕнерго, Київ, 2003 р. – 612с.

10. ДБН А.2.2-3-2004 - «Проектування. Порядок розробки, погодження та затвердження проектної документації для будівництва».

11. СН 174-75 - «Вказівки щодо проектування електропостачання промислових підприємств».

12. Нізімов В.Б., Нізімов Р.В. Порівняльна оцінка впливу спрощених систем пуску синхронних двигунів на пускові характеристики. Електродинаміка, 2003, № 3, с. 34-37.

13. Вагін Г.Я., Головки Н.М. та ін. Методика технічного та економічного обґрунтування впровадження ресурсо- та енергозберігаючих технологій і устаткування в промисловість// Промислова енергетика, 2005, № 6, с. 8-13.

14. Луговий А.В., Чорний А.П. Питання практичного енергозбереження промислових підприємств. наукові праці ХДПІ. – Т. 1 / 1998. – Кременчук: КГПІ, 1998, с. 5-13.

15. Прайс-лист від 01.06.2006 ВАТ "Південний електромашинобудівний завод" (м. Нова Каховка).

16. Жидицький В.Ц., Джигерей В.С., Мельников А.В. Основи охорони праці. Підручник. – Редакція 2-а, доповнена. - Львів: Афіша. 2000. – 351 с. (російською мовою).

17. Баланчевадзе В.І., Барановський А.І. Енергетика сьогодні і завтра: Учебное пособие / В.І. Баланчевадзе, А.І. Барановський - М.: Энергоатоміздат, 1990. – 344 с.

18. Промислова теплоенергетика і теплотехніка: Довідник / [ред. В.А. Григор'єва]. Москва, Видавництво «Енергоатоміздат», 1991. – 348 с.

19. Нікіфоров Б.І., Заславець Г.В.: Монографія – Магнітогорськ: МДТУ. - 2000. 131 с.

20. Методика розробки норм і нормативів водоспоживання і водовідведення з урахуванням якості споживаної і скиданої води в чорній металургії. – М.: МЧМ СРСР. – 1981. – 167 с.

21. Методика розроблення норм і нормативів водоспоживання та водовідведення з урахуванням якості спожитої та відведеної води у чорній металургії (II видання з доповненнями та змінами). – М.: МЧМ СРСР. – 1988. – 211 с.
22. Андоньев С.М. Особенности промышленного водоводу: Учебное пособие – К.: Будівельник. – 1981. – 246 с.
23. Бережинський А.І., Циммерман А.Ф. Охолодження та очищення киснево-конвертерних газів: підручник / А.І. Бережинський, А.Ф. Циммерман. М., Укр., Металургія, 1975. – 316 с.
24. Андоньев С.М. Випарне охолодження металургійних печей: Підручник – Москва, Видавництво металургії, 1970. 318 с. (російською мовою).
25. Шейдлін А. Є. Нова енергетика: Учебное пособие [Нова енергія: Підручник]. 1987. - 463 с.
26. Проектування систем управління / Г. К. Гудвін, С. Ф. Гребє, М. Е. Сальгадо. Москва, Лабораторія знань БІНОМ, 2004. – 911 с., іл.