

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ

Електротехніки та енергоефективності

(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістрський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Аналіз можливості зниження втрат електричної енергії в районних мережах ПрАТ «Західобленерго»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1410з

спеціальності 141 Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми 141.00.11 Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Царьов М. А.

(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., доц. Коваленко В.Л.

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

Рецензент Артемчук В.В.

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

Запоріжжя  
2021

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут \_\_\_\_\_  
Кафедра електротехніки та енергоефективності  
Рівень вищої освіти другий (магістрський) рівень  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код та назва)  
Спеціалізація \_\_\_\_\_  
(код та назва)  
Освітня програма 141.00.11 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

д.т.н., доц. В.Л. Коваленко

«08» 12 2021 року

**ЗАВДАННЯ**  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Царьов Михайло Андрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Аналіз можливості зниження втрат електричної енергії в районних мережах ПрАТ «Західобленерго»

керівник роботи Коваленко Віктор Леонідович, д.т.н., доцент  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від «30» червня 2021 року № 975 - с

2 Строк подання студентом роботи 01 грудня 2021 р.

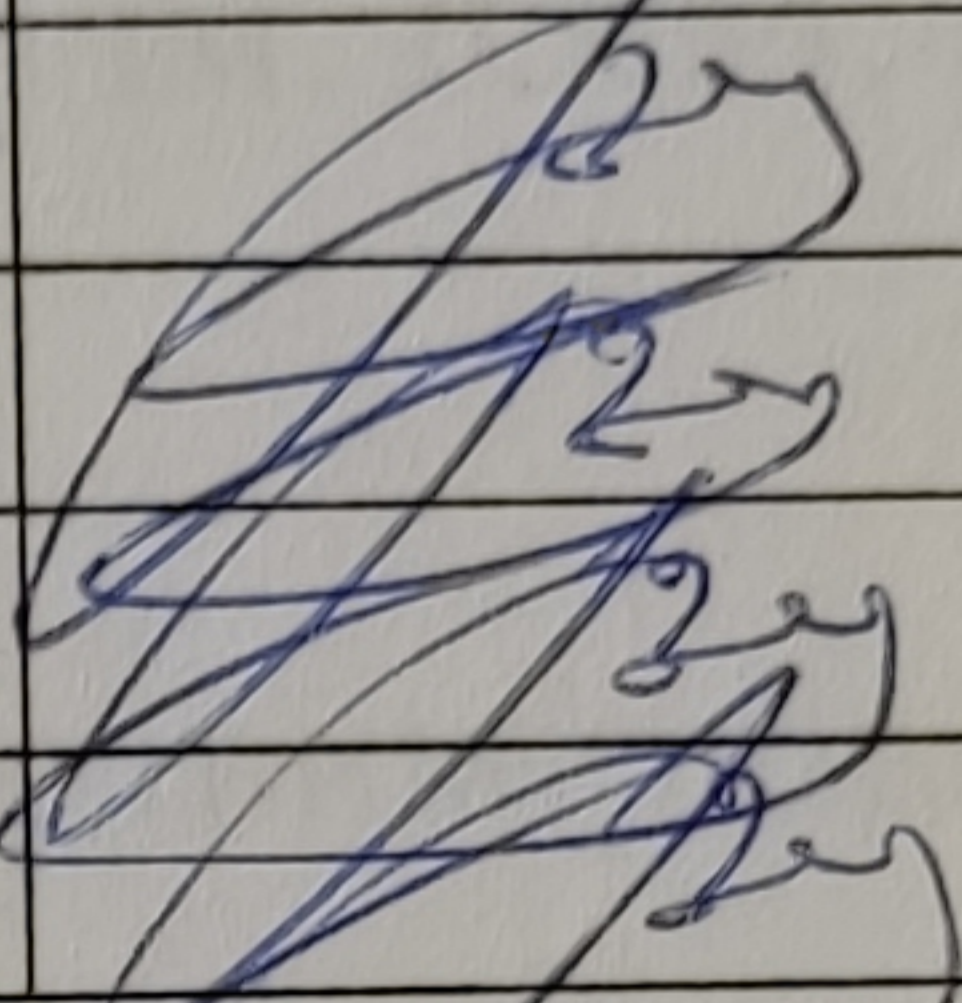
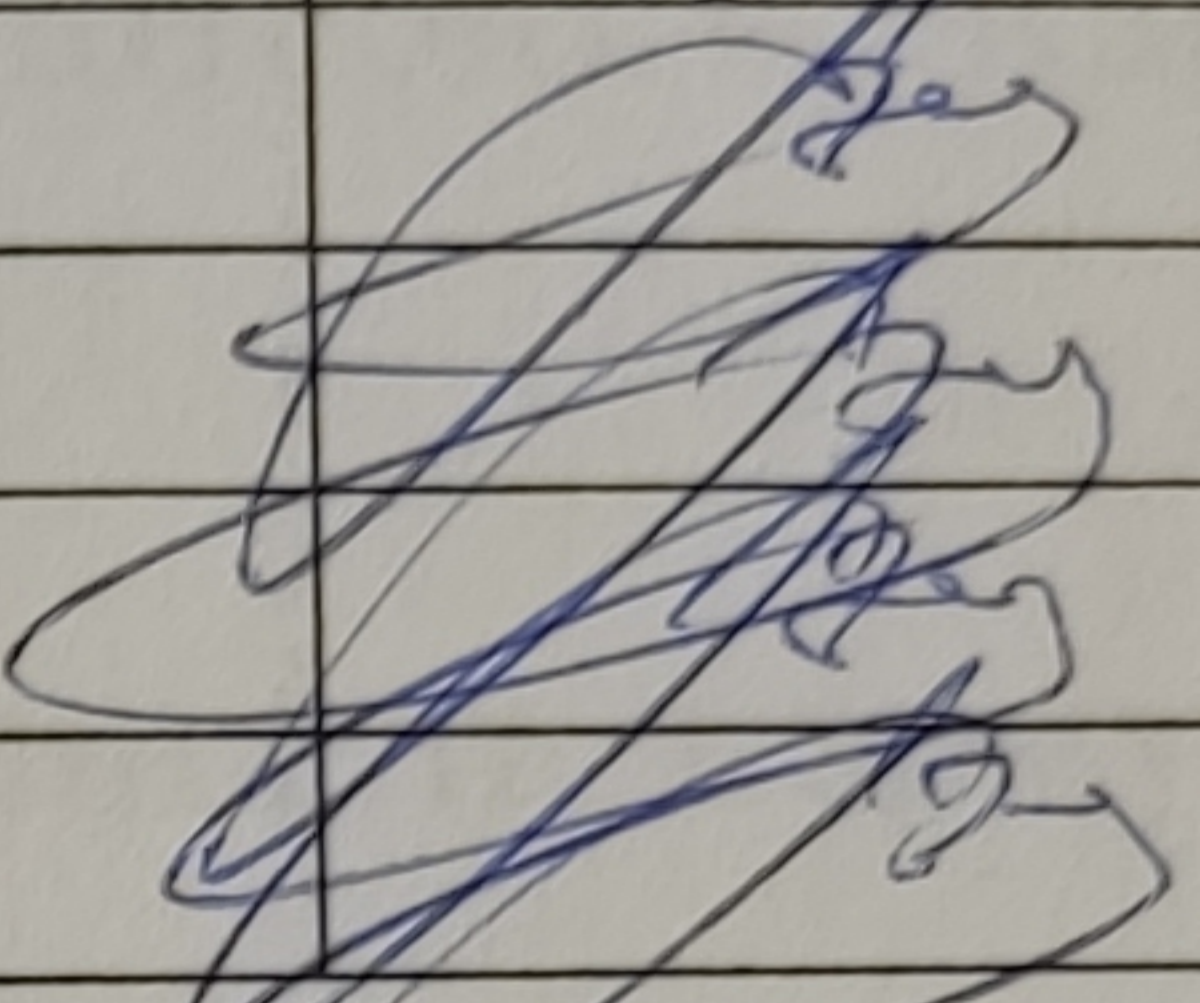
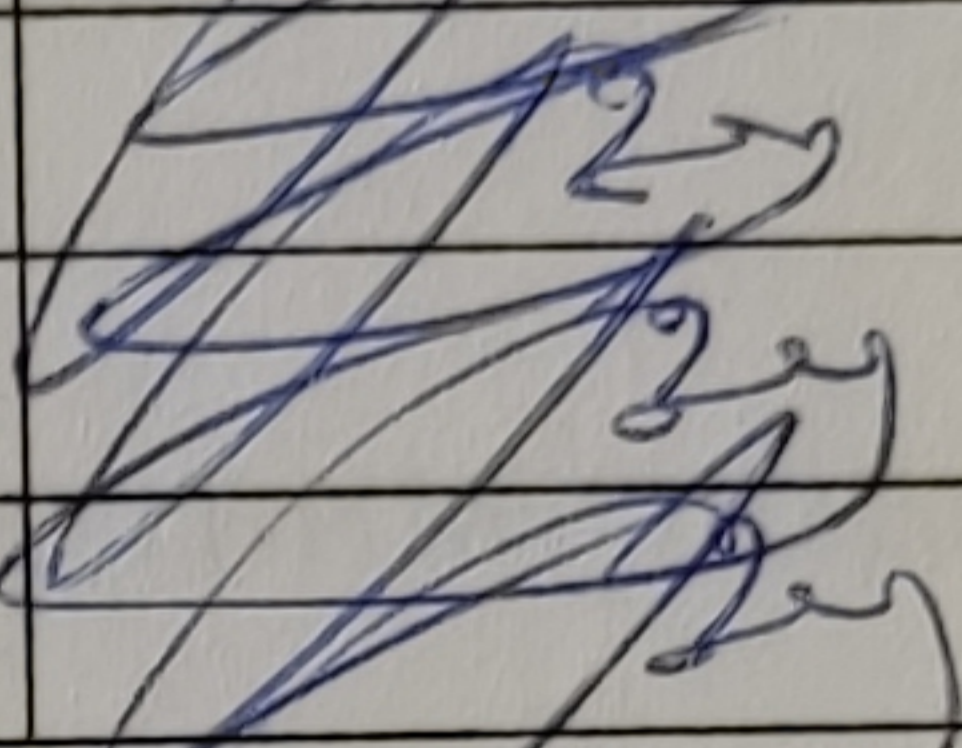
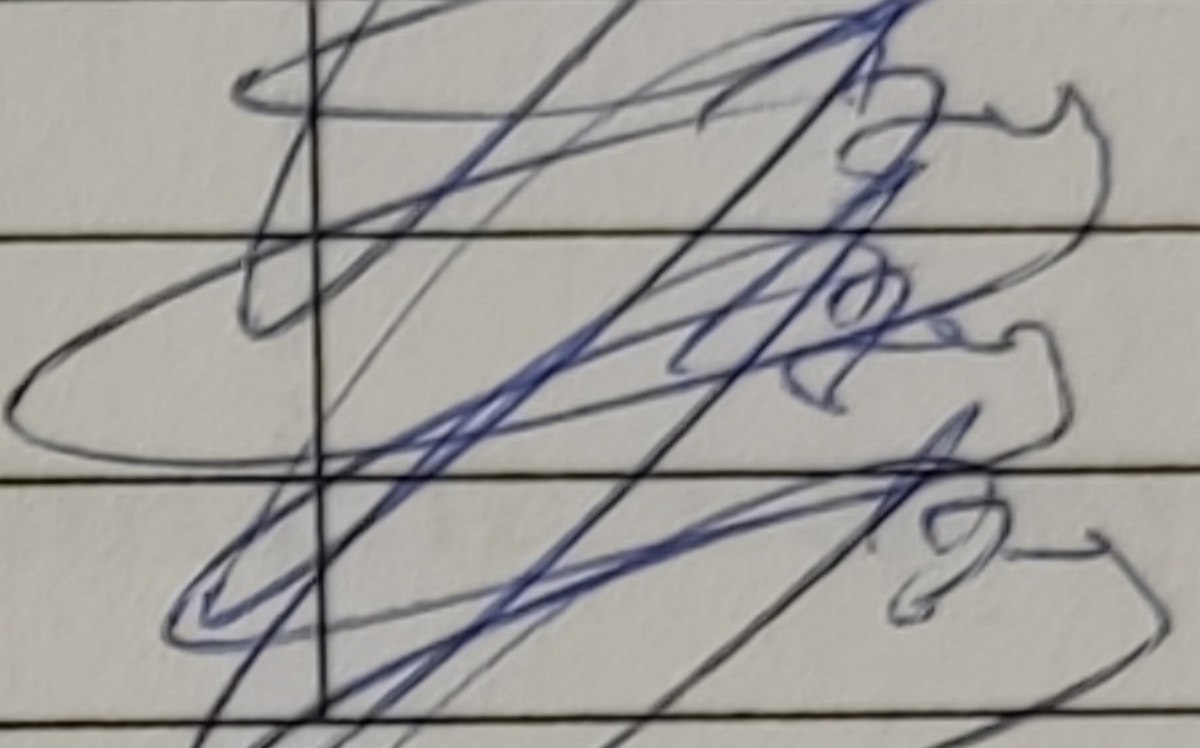
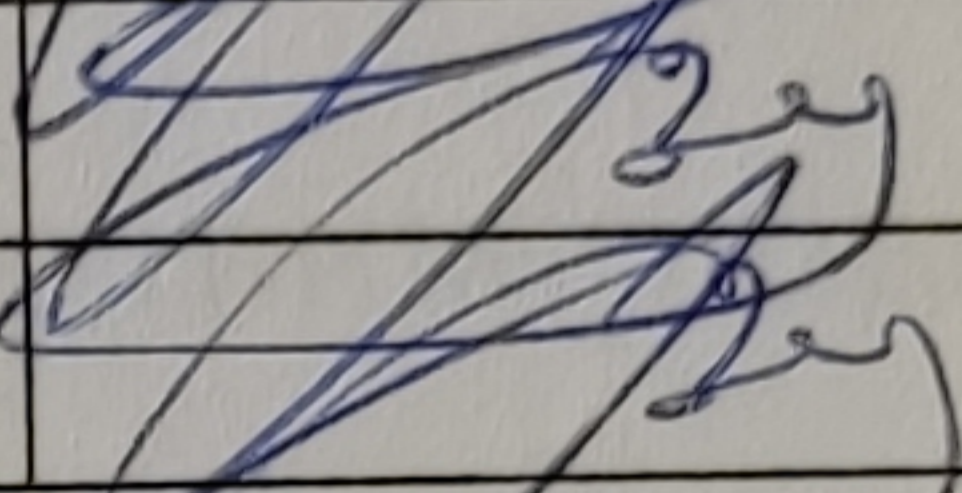
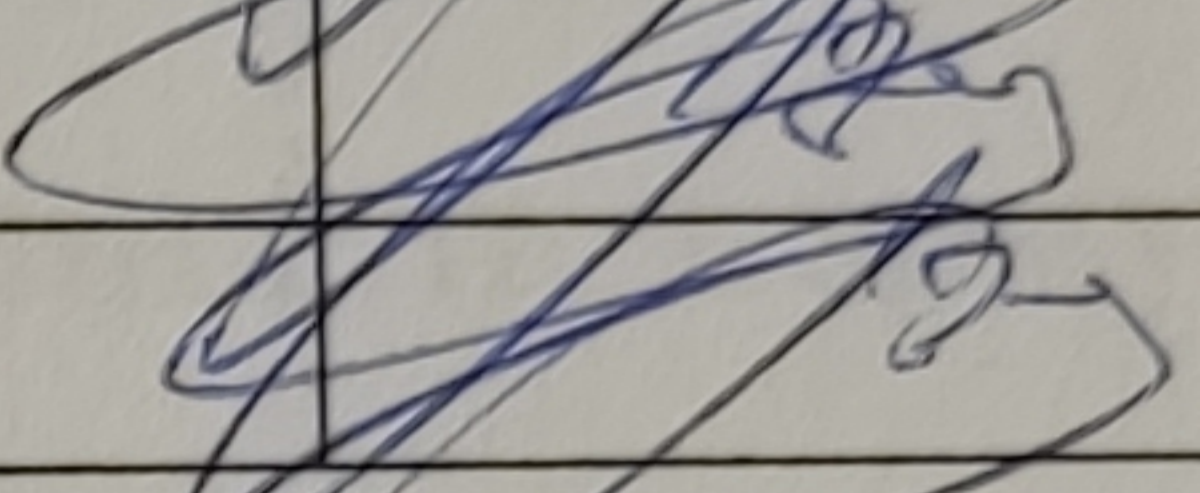
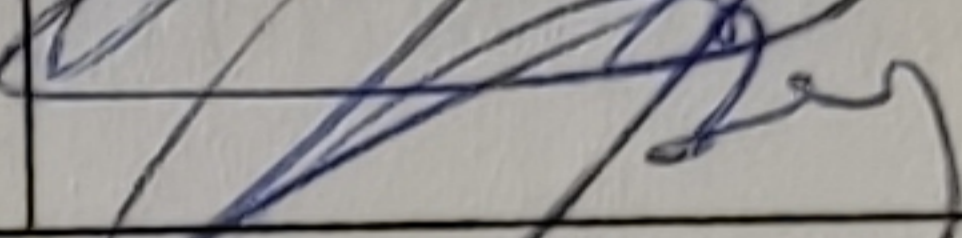
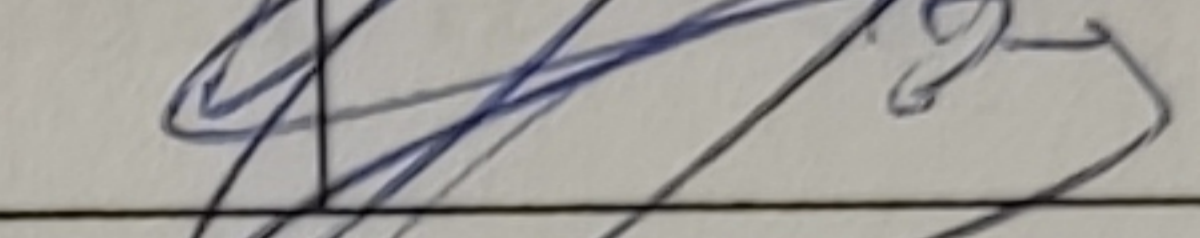
3 Вихідні дані до роботи Структура електроспоживання підприємства, потужність силових трансформаторів підстанції 4000 та 2500 кВА; час роботи трансформаторів – 8760 годин на рік; середній тариф за 1 кВт·год. електроенергії – 2,04 грн/кВт год.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Характеристика електричних розподільних мереж Пустомитівського РЕМ ПрАТ «Західобленерго» 2) Аналіз методів обліку та розрахунку втрат електричної енергії 3) Техніко-економічне обґрунтування доцільності удосконалення методів зниження втрат електричної енергії в мережах 4) Охорона праці та техногенна безпека.

5 Перелік графічного матеріалу 1) Аналіз методів обліку та розрахунку втрат електричної енергії 2) План мережі. 3) Схема однолінійна мережі 4) Техніко-

економічне обґрунтування доцільності удосконалення методів зниження втрат електричної енергії в мережах 5) Розрахункові характеристики 6) Модель системи 7) Охорона праці та техногенна безпека

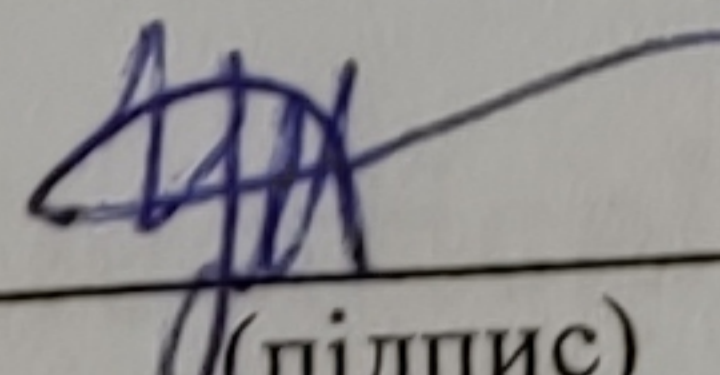
### 6 Консультанти розділів роботи

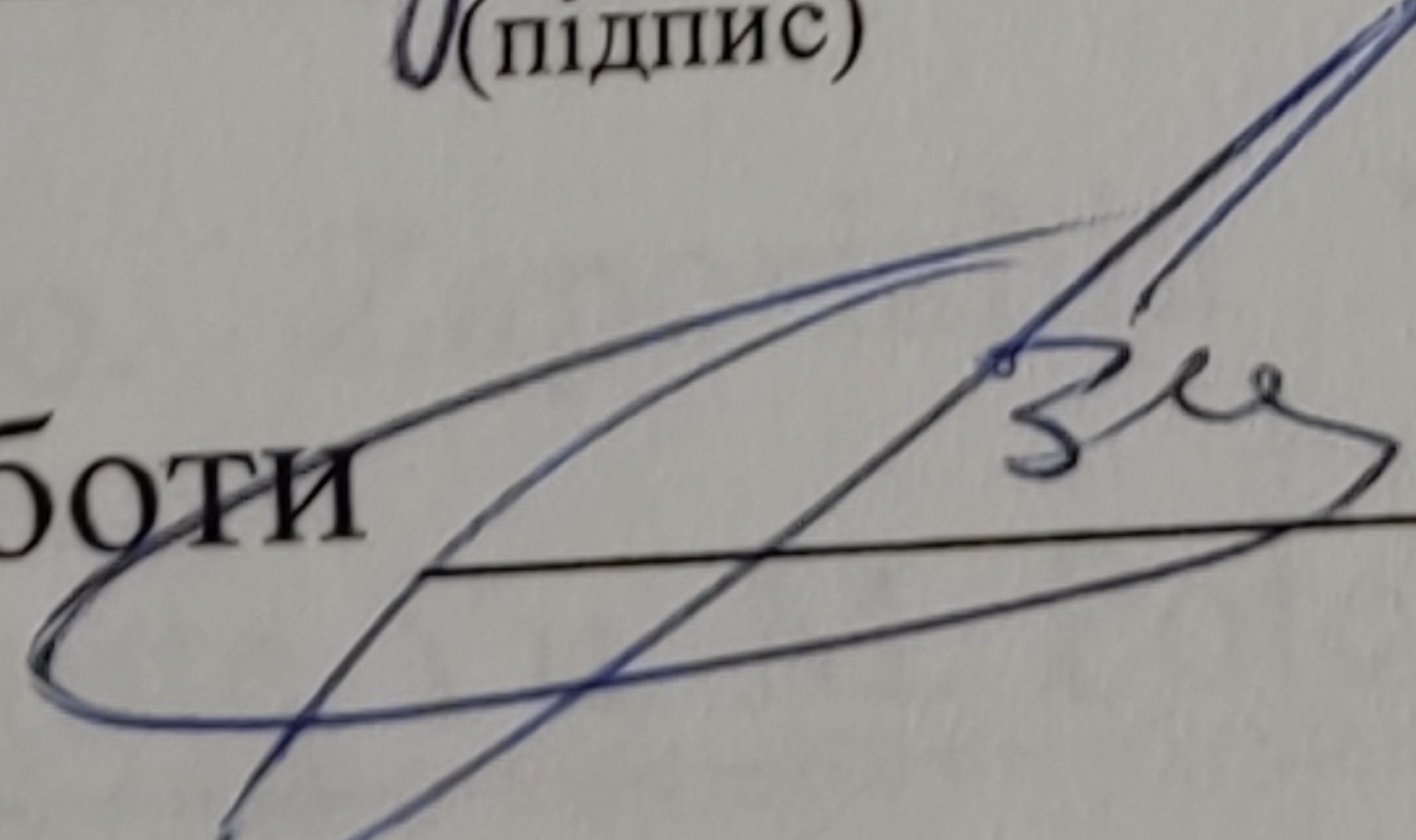
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		
Розділ 2	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		
Розділ 3	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		
Розділ 4	Коваленко В. Л. д.т.н. доцент		

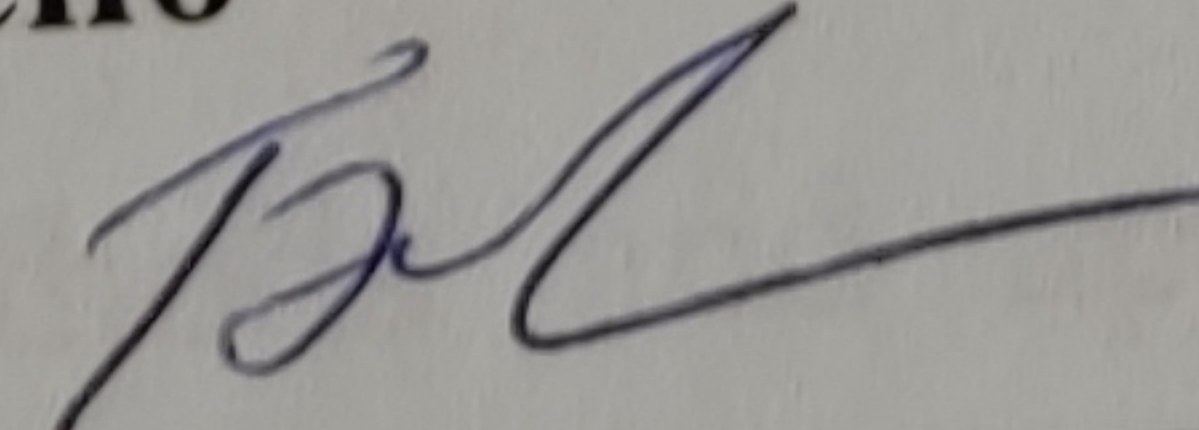
7 Дата видачі завдання 01.09.2021 р.

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика електричних розподільних мереж Пустомитівського РЕМ ПрАТ «Західобленерго»	30.09.2021	
2	Аналіз методів обліку та розрахунку втрат електричної енергії	30.10.2021	
3	Техніко-економічне обґрунтування доцільності удосконалення методів зниження втрат електричної енергії в мережах	19.11.2021	
4	Охорона праці та техногенна безпека	30.11.2021	

Студент  (підпис) М. А. Царьов (ініціали та прізвище)

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

Нормоконтроль пройдено  
 Нормоконтролер  (підпис) С.В. Башлій (ініціали та прізвище)

## АНОТАЦІЯ

Царьов М. А. Аналіз можливості зниження втрат електричної енергії в районних мережах ПрАТ «Західобленерго».

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 електротехніки та енергоефективності, 2021.

Виконано аналіз методів та підходів щодо вимірювання та нормування втрат електричної енергії. Проаналізовано залежність втрат електроенергії від параметрів оточуючого середовища. Запропоновано модель розрахунку технічних втрат електричної енергії із врахування температури довкілля із використанням багатофункціонального мікропроцесорного пристрою. Вибрано оптимальні заходи для зниження втрат електроенергії в розподільній мережі.

Ключові слова: ТЕМПЕРАТУРА ДОВКІЛЛЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, АНАЛІЗ ДИНАМІКИ ВТРАТ, РОЗПОДІЛЬНА МЕРЕЖА

## ABSTRACT

Tsarov M.A Analysis of the possibility of reducing electricity losses in the district networks of PJSC "Zakhidoblenergo".

Qualification final work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, supervisor V.L. Kovalenko. Zaporizhia National University. Engineering Educational and Scientific Institute Yu. M. Potebni. Department of Electrical Engineering and Energy Efficiency, 2021.

An analysis of methods and approaches for measuring and normalizing electricity losses. The dependence of electricity losses on environmental parameters is analyzed. The model of calculation of technical losses of electric energy taking into account ambient temperature with use of the multipurpose microprocessor device is offered. Optimal measures have been selected to reduce electricity losses in the

distribution network.

Keywords: ENVIRONMENTAL TEMPERATURE, ELECTRICITY LOSSES, LOSS DYNAMICS ANALYSIS, DISTRIBUTION NETWORK

### АНОТАЦИЯ

Царёв М. А. Анализ возможности снижения потерь электрической энергии в районных сетях ЧАО «Захидоблэнерго».

Квалификационная выпускная работа на соискание высшего образования магистра по специальности 141 – Электроэнергетика, электротехника и электромеханика, научный руководитель В.Л. Коваленко. Запорожский национальный университет. Инженерный учебно-научный институт им. Ю.М. Потемкина. Кафедра электротехники и энергоэффективности, 2021.

Проведен анализ методов и подходов по измерению и нормированию потерь электрической энергии. Проанализирована зависимость потерь электроэнергии от параметров окружающей среды. Предложена модель расчета технических потерь электрической энергии с учетом температуры окружающей среды с использованием многофункционального микропроцессорного устройства. Выбраны оптимальные меры по снижению потерь электроэнергии в распределительной сети.

Ключевые слова: ТЕМПЕРАТУРА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ПОТЕРЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ

## ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 Характеристика електричних розподільних мереж Пустомитівського РЕМ ПрАТ «Західобленерго».....	11
1.1 Загальні відомості про ПрАТ «Західобленерго» .....	11
1.2 Характеристика районних мереж ПрАТ «Західобленерго» .....	13
1.3 Аналіз технічного стану розподільних електричних мереж України.....	17
1.4 Аналіз електричних мереж району електропостачання.....	22
1.5 Аналіз схеми та обладнання електричних мереж району.....	23
1.6 Аналіз ефективності транспортування електричної енергії в мережах району.....	34
2 Аналіз методів обліку та розрахунку втрат електричної енергії.....	41
2.1 Вимірювання та нормування втрат електричної енергії.....	41
2.2 Залежність втрат електроенергії від параметрів довкілля.....	48
2.3 Аналіз можливих заходів зі зниження втрат електроенергії .....	52
3 Техніко-економічне обґрунтування доцільності удосконалення методів зниження втрат електричної енергії в мережах.....	57
3.1 Аналіз існуючих методів розрахунку втрат електричної енергії... ..	57
3.2 Модель розрахунку технологічних втрат електричної енергії ...	59
3.2.1 Математичне моделювання нормальних режимів розподільних мереж.....	59
3.2.2 Модель розрахунку втрат електроенергії .....	68
3.3 Багатофункціональний пристрій моніторингу втрат електричної енергії.....	74
3.3.1 Технічні вимоги до пристрою.....	74
3.4 Заходи зі зниження втрат електроенергії в розподільній мережі.....	76
3.4.1 Визначення втрат електроенергії із застосуванням багатофункціонального пристрою.....	76
3.4.2 Заходи зі зниження втрат електроенергії в розподільній мережі	78

3.5	Техніко-економічне обґрунтування доцільності впровадження заходів зі зменшення втрат електричної енергії.....	85
3.6	Обґрунтування доцільності застосування багатофункціонального пристрою визначення втрат електроенергії.....	87
3.7	Обґрунтування доцільності заміни проводів повітряних ліній напругою 10кВ.....	90
4.	Охорона праці та техногенна безпека.....	93
4.1	Виробнича санітарія та гігієна праці.....	93
4.1.1	Дія електромагнітного випромінювання на організм людини.....	93
4.2.2	Дослідження захисту від негативної дії шкідливих чинників.....	95
4.2	Техногенна безпека.....	96
4.2.1	Електробезпека.....	96
4.2.2	Пожежна безпека.....	98
	Висновки.....	107
	Перелік посилань.....	109

## ВСТУП

Багаторічний досвід розвитку електрифікації показав, що надійне, високоякісне і ефективне забезпечення електричною енергією споживачів можна одержати тільки від великих районних електростанцій, що об'єднані між собою в потужні енергетичні системи.

На електростанціях великої потужності виробляється найбільш дешева електроенергія насамперед через високу концентрацію її виробництва, а також завдяки можливості розміщати електростанції безпосередньо біля дешевих джерел енергії – вугілля, сланців, на великих ріках. На сьогодні значного розвитку також набули атомні електростанції. Собівартість виробництва електроенергії на таких електростанціях є чи не найменшою.

Виробництво, розподіл, передача і застосування електроенергії у всіх галузях народного господарства і побуту – один із важливих факторів технічного прогресу. На даний час актуальним є раціональний розподіл та передача електричної енергії та мінімізація її втрат при транспортуванні.

Актуальність теми. Проблема втрат електроенергії при її транспортуванні є досить гострою для галузі електроенергетики. За статистикою саме в розподільних електричних мережах (РЕМ) щорічно фактичні втрати становлять до 20 % від загального обсягу електроенергії, що надходить з електростанцій, що істотно впливає на тарифи на електроенергію. Тому особливої уваги заслуговує автоматизація керування режимами та моніторинг втрат електроенергії при її транспорті.

На даний час підвищення ефективності експлуатації розподільних електричних мереж не можливе без застосування сучасних програмних та технічних засобів. Разом з тим, існуючі аналоги програмних систем розрахунку та аналізу режиму роботи розподільних мереж характеризується рядом істотних недоліків, що ускладнюють їх застосування через неповноту та низьку вірогідність інформаційного забезпечення.



Найбільш перспективною в цьому напрямку є розробка системи моніторингу втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах і керування ними в реальному часі. Ефективність моніторингу може бути підвищена за рахунок підвищення достовірності інформації, яка знімається в характерних точках розподільних мережах, враховуючи вплив температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі, що найсуттєвіше впливає на величину втрат. Крім того, для підвищення ефективності моніторингу втрат необхідна розробка сучасних технічних засобів забезпечення достовірності інформації для вирішення цих задач.

Таким чином, розробка ефективних програмних та технічних засобів для моніторингу втрат електроенергії в розподільних мережах з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі, оперативний аналіз та формування інформаційної бази для планування заходів по зниженню втрат електроенергії в розподільних мережах є актуальною задачею і складає перспективний напрямок дослідження.

Мета магістерської роботи – оптимізація режимів роботи розподільних електричних мереж шляхом створення програмних та технічних засобів для моніторингу втрат електроенергії із урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі та зниження втрат електроенергії в розподільній мережі.

Для досягнення вказаної мети поставлені такі основні задачі:

- проаналізувати ефективність передачі електроенергії розподільними електричними мережами та рівень втрат в них;
- проаналізувати заходи зі зниження втрат електроенергії в розподільних мережах;
- удосконалити модель визначення параметрів усталеного режиму розподільних мережах з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі в реальному часі для моніторингу втрат електричної енергії;
- для вирішення задачі моніторингу втрат електричної енергії в

розподільних мережах впровадити програмно-технічний комплекс (ПТК);

– обґрунтувати застосування багатофункціонального мікропроцесорного пристрою для моніторингу втрат електричної енергії з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі;

– обґрунтувати заходи зі зниження втрат електроенергії в розподільній мережі.

Об'єкт дослідження – нормальні режими роботи розподільних електричних мереж.

Предмет дослідження – втрати електричної енергії в розподільчих електричних мережах та їх моніторинг і зменшення з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі в реальному часі.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРИЧНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ПУСТОМИТІВСЬКОГО РЕМ ПРАТ «ЗАХІДОБЛЕНЕРГО»

## 1.1 Загальні відомості про ПрАТ «Західобленерго»

Підприємство ПрАТ «Західобленерго» отримує електроенергію від об'єднаної енергосистеми України, та надає послуги з транспортування та постачання електроенергії за регульованим тарифом споживачам Львівської області – одного з найпотужніших індустріальних центрів України. Електроенергія споживачам надходить від 50-ти трансформаторних підстанцій (ПС) з напругою вищої сторони 150 кВ. Мережі підприємства включають 216 підстанцій з вищою напругою 35 кВ і близько 9000 підстанцій з вищою напругою 10 та 6 кВ [1-3].

За рік через електричні мережі підприємства проходить від 9 до 10 мільярдів кіловат годин електроенергії, яку підприємство постачає 22 тисячам юридичних споживачів та 760 тисячам побутових споживачів.

ПрАТ «Західобленерго» налічує до 40000 км мереж електропередач із загальною потужністю до 10 000 МВА. Підприємство має на своєму балансі і обслуговує наступне обладнання [2, 3]:

- повітряні лінії електропередачі (ПЛ) – 36738,1 км, у тому числі напругою 35-154 кВ – 6 585,1 км, напругою 6,10 та 0,4 кВ – 30 153,01 км;
- кабельні лінії електропередачі (КЛ) – 2826,7 км, у тому числі напругою 35-110 кВ – 19,4 км, напругою 6, 10 та 0,4 кВ – 2807,3 км;
- понижувальні підстанції (ПС) з вищою напругою 35-154 кВ – 266 шт., з кількістю встановлених на цих підстанціях силових трансформаторів – 530 шт. сумарною потужністю 7516,4 МВА;
- трансформаторні підстанції напругою 6-10/0,4 кВ – 8236 шт. сумарною потужністю встановлених трансформаторів 1981,4 МВА;

– високовольтні вимикачі напругою 6-154 (220) кВ – 5234 шт..  
Чисельність працівників компанії складає 5858 співробітників. До складу ПрАТ «Західобленерго» входять [2, 3]:

- міські електричні мережі (МЕМ);
- високовольтні електричні мережі (ВЕМ);
- структурний підрозділ з експлуатації та ремонту будівель та споруд;
- цех з ремонту обладнання;
- райони електричних мереж (РЕМ) – 9 РЕМ, що розташовані за територіальним принципом в районних центрах області;
- міськрайонні райони електричних мереж (МіР РЕМ) – 2 МіР РЕМ, що розташовані за територіальним принципом в районних центрах області;
- міжрайонні райони електричних мереж (МР РЕМ) – 4 МР РЕМ, що розташовані за територіальним принципом в районних центрах області;
- центральний апарат та виробничі служби, відділи.

За обсягами відпуску електричної енергії та питомою вагою промислових споживачів у структурі споживання електричної енергії ПрАТ «Західобленерго» входить до четвірки найбільших енергопостачальних компаній України.

## 1.2 Характеристика районних мереж ПрАТ «Західобленерго»

Пустомитівський район розташований у північній частині Львівської області. Адміністративний центр району – місто Пустомити. Населення становить 9478 (на 1 жовтня 2019). Площа району 1127 км<sup>2</sup>.

Адміністративно-територіально район поділяється на 1 міську раду, 1 селищну раду і 15 сільських рад, які об'єднують 56 населених пунктів та підпорядковані Пустомитівській районній раді. Адміністративний центр району – місто Пустомити.

Район розташований у зоні лісів, входить до третього агрокліматичного району, характеризується як теплий і вологий. Клімат помірно континентальний. Середня річна температура повітря –  $+18^{\circ}\text{C}$ , найхолодніші місяці – січень і лютий, а найтепліші – липень та серпень. Середня температура самого холодного місяця становить –  $-2,6^{\circ}\text{C}$ , а самого теплого  $+30^{\circ}\text{C}$ . Абсолютний мінімум температури –  $-33,4^{\circ}\text{C}$ , а максимум –  $+40,1^{\circ}\text{C}$ . Безморозний період на території району триває 250 днів.

Кількість атмосферних опадів становить 418 мм в рік. У найбільш посушливі роки цей показник знижується до 250 мм, а у найбільш вологі підвищується до 500 мм. Відносна вологість повітря у теплий період становить 50%, а у холодний у середньому становить до 90%. На території району переважають північні та північно-східні вітри. Швидкість повітря приблизно 5 метрів за секунду, але інколи швидкість досягає швидкості 26 метрів за секунду. В районі переважають північно-східні і східні вітри. По швидкісним районам район відноситься до третього району. По товщині ступеня ожеледиці до третього району. Кількість грозових годин на рік – 150 [2, 3].

Рельєф місцевості району рівнинний з наявністю ярів та русел малих річок. Грунтовий покрив району представлений чорноземами.

За територією району електропостачання закріплено 8895 га сільськогосподарських угідь, в тому числі 6949 га землі яка ореться.

Мережами Пустомитівського РЕМ живляться наступні категорії споживачів, підприємства АПК, промислові споживачі, непромислові споживачі, садівничі товариства, побутові споживачі.

На території Пустомитівського району знаходяться наступні потужні споживачі електричної енергії: машинобудівний завод «Ріст», завод пластмасових виробів «Ритм», Львівський маслозавод, декілька цехів по переробці масляничних культур, фермерські господарства, ряд промислових об'єктів [7].

Усі потужні споживачі РЕМ мають на своєму балансі трансформаторні підстанції напругою 10/0,4кВ, а деякі і підстанції 35/10. Найбільш потужні та

енергоємні споживачі Пустомитівського РЕМ наведені в таблиці 1.1.

Пустомитівський РЕМ здійснює експлуатаційно-ремонтне обслуговування електричних мереж 0,4-10 кВ, ТП 6-10/0,4 кВ та ПС 35/10 кВ, розташованих на території Пустомитівського району Львівської області.

Обсяг споживання найбільш потужних споживачів частини району електропостачання наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.1 – Підприємства із значним обсягом споживання електричної енергії

Назва споживача	Річний обсяг споживання електроенергії, МВтгод
ТОВ «Максим-В1»	65941,9
Селянське (фермерське) господарство «Терещенко»	2380,8
Фермерське господарство «Улар»	1830,0
Товариство з обмеженою відповідальністю «Еліт Трейд»	1105,8
ТОВ «НВП «Ріст»	1753,3
ТОВ «Муліно»	1 608,5
ТОВ «Гуменець-Агро»	1 433,7
ТОВ «Квіткова Перлина»	1313,2
Приватне підприємство «Флорагард»	1062,0
ТОВ «Блу Бері»	808,9
ТОВ «Куликова Ферма-1»	681,5
ТОВ «Агроінвестцентр»	586,1
ТОВ «Укрзахідриба»	542,5

До складу Пустомитівського району електричних мереж входять наступні структурні підрозділи [2, 3]:

- перша лінійна експлуатаційна ділянка, яка обслуговує 36 населених

пунктів;

– друга лінійна експлуатаційна дільниця, яка обслуговує м. Пустомити та 38 сільських населених пунктів;

третя лінійна експлуатаційна дільниця, яка обслуговує 35 сільських населених пунктів.

Крім того до складу Пустомитівського РЕМ входять оперативно-диспетчерська група (ОДГ), експлуатаційно-технічна група (ЕТГ), ділянка автотранспорту, енергозбутова служба, група ремонту та експлуатації.

Чисельність персоналу згідно штатного розкладу на січень 2020 року становить 128 чол.

Основне господарство Пустомитівського РЕМ складається із наступного обладнання [2, 3]:

- ПС 35/6-10кВ – 17 шт. потужністю 125,2 мВА;
- ПЛ 6-10кВ – 872,165 км;
- ПЛ 0,4 кВ – 836,738 км;
- КЛ 6-10 кВ – 3,765 км;
- КЛ 0,4 кВ – 4,5 км;
- ПС 6-10/0,4 кВ – 386 шт.

Кількість фідерів 6-10 кВ – 79 шт., з них протяжність до 15км – 72, від 15 до 50 км – 7 шт.

Кількість фідерів, що мають резервне живлення від інших ТП – 20 шт. Протяжність повітряних ліній з ізольованими проводами (ПЛІ) напругою 10 кВ – 2,066 км. Протяжність ПЛІ 0,4кВ – 39,627 км.

У 2020 році відпуск електроенергії споживачам склав 91,6 млн. кВтгод на суму близько 72 млн. грн.

Оперативно-диспетчерська група (ОДГ) є виробничою дільницею району електричних мереж. Основними завданнями ОДГ є:

- здійснення цілодобового оперативно - диспетчерського управління роботою електричних мереж РЕМ;
- запобігання і ліквідація аварій в мережах РЕМ.

До штатного складу оперативної диспетчерської групи (ОДГ) входять [7]:

- диспетчери – 6 чол.;
- електромонтери ОВБ – 5 чол.;
- водії-електромонтери ОВБ – 5чол.

ОДГ району електричних мереж в оперативному відношенні підпорядковується ОДС ПрАТ «Західобленерго».

В оперативному підпорядкуванні диспетчера ОДС знаходяться електромонтери з обслуговування підстанцій 35/10 кВ (чергові підстанцій) – 11 чол.

Черговий персонал мають 8 підстанцій 35/10 кВ. Решта підстанцій обслуговуються ОВБ (оперативною виїзною бригадою).

Схема нормального режиму розподільних мереж РЕМ прорахована на оптимальні струморозділи, відхилення від яких записуються в оперативному журналі диспетчера і схема повертається в можливо короткі терміни.

Оперативно-диспетчерське керування здійснюється з диспетчерського пункту та щита управління, обладнаного засобами диспетчерського і технологічного управління.

Пустомитівський район електричних мереж нараховує 6 споживачів першої категорії, котрі належать до промислового і культурно-побутового призначення.

До такої групи належать наступні споживачі:

- ПАТ «Укртелеком ЦТП №7» (релейна станція);
- ПАТ «Укртелеком ЦТП №5» (районний вузол зв'язку м. Вільнянськ);
- ОВУЖКГ (центральна котельня);
- Українське ДП «Укрхімтрансміак».

Схеми електропостачання споживачів 1 категорії відповідають вимогам Правил улаштування електроустановок.

З 84 фідерів напругою 10 кВ мають резервні кільцювання – 20 шт, не мають кільцювання, відповідно – 64 фідера.

На балансі Пустомитівського району електричних мереж знаходиться 29 одиниць транспорту, з них легкових – 6 одиниць, тракторів - 3 одиниці.



Автотракторна техніка розподілена по ділянках, знаходиться на базі Пустомитівського РЕМ, крім третьої ділянки Пустомитівського району [2, 3].

Транспортну групу очолює інженер з транспорту і підпорядковується начальнику району електричних мереж і начальнику автоколони №1.

Робота автотранспортної ділянки організована згідно планів майстерень ділянок, планів і графіків інженера з ремонтів та ТО. За ділянками закріплено наступний транспорт [2, 3]:

- ділянка №1 – автомобіль бригадний, автовишка;
- ділянка №2 – автовишка, автобус;
- ділянка №3 – автовишка, бригадна машина, вантажна машина, трактор-ямобур, трактор;
- ЕТГ – автобус;
- енергонагляд – автовишка, 4 легкових автомобілі, 3 мікроавтобуси;
- транспортна група – автокран, вантажний автомобіль ГАЗ;
- ОВБ оснащена автомобілем ГАЗ-3309 (дизель) вантажний, івантажопасажирським УАЗ-3909.

### 1.3 Аналіз технічного стану розподільних електричних мереж України

Головною особливістю об'єднаної енергетичної системи України є наявність розгалужених систем транспортування та розподілу електроенергії, які формують електричну мережу системи. До складу енергетичної системи входять електростанції (атомні, теплові, гідравлічні, сонячні, вітрові та інші), повітряні та кабельні лінії електропередач, підстанції різних класів напруги та потужності, а також розподільні мережі [4, 5].

На даний час основними технічними засобами (елементами) системи транспортування та розподілу споживачам електричної енергії в Україні є наступні [4]:

- силові трансформатори та автотрансформатори;
- повітряні лінії електропередачі;
- кабельні лінії електропередачі;
- розподільні пристрої (комутаційна апаратура);
- вимірювальна апаратура;
- пристрої компенсації реактивної потужності;
- системи оперативного струму;
- системи релейного захисту та автоматики.

Системи транспортування та розподілу електричної енергії мають опосередкований негативний вплив на довкілля, що проявляється у необхідності додаткового виробництва електроенергії на електростанціях для компенсації її втрат у електричних мережах, що як відомо, супроводжується додатковим суттєвим забрудненням довкілля.

В загальному випадку втрати електричної енергії можна умовно поділити на технологічні та комерційні (рисунок 1.1) [5, 6].



Рисунок 1.1 – Структура втрат електричної енергії в розподільних мережах

Технологічні втрати електроенергії в мережах ОЕС України в останні роки складають 12-16% від загального обсягу виробництва електроенергії.

Зниження втрат електроенергії, обумовлене недообліком електроенергії (метрологічні втрати), не пов'язані з фізичними процесами транспортування та розподілу електроенергії, і тому їх віднесення до технологічних втрат є дуже умовним.

Рівень технологічних втрат електроенергії в мережах залежить головним чином від наступних факторів [4-10]:

- технічний стан елементів електричних мереж;
- оптимальність схеми нормального режиму роботи енергосистеми;
- точність та достовірності вимірів в розподільних мережах.

В Україні розподільні електричні мережі налічують близько 1 млн. км повітряних і кабельних ліній електропередач напругою 0,4-150 кВ, близько 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 6-150 кВ загальною встановленою потужністю понад 200 тис. МВА.

Незадовільний стан розподільних електричних мереж призводить до аварійних ситуацій. Брак фінансових ресурсів унеможливорює відновлення, модернізацію та реконструкцію діючих електричних мереж всіх класів напруги, а також будівництво нових ліній електропередач.

На теперішній час значно зросла кількість об'єктів, які повністю відпрацювали свій технічний ресурс. У розподільних електричних мережах напругою 0.4-150 кВ підлягають реконструкції та заміні близько 140 тис. км електромереж, або 17% від їх загальної протяжності, та 19% трансформаторних підстанцій.

За даними енергопостачальних компаній реконструкції та заміні підлягають 2874 км повітряних ліній напругою 110 (150) кВ, 3851 км ліній напругою 35 кВ, 42222 км ліній напругою 10 (6) кВ та 107678 км ліній напругою 0,38 кВ [4].

Глибокій реконструкції та повній заміні підлягають 133 трансформаторних підстанцій напругою (150)/35/10(6) кВ, що становить 18% від їх загальної кількості, 103 підстанції напругою 110/10(6) кВ, або 14%, 443 підстанції напругою

35/10(6) кВ, що становить 11,4% та 3121 підстанцій напругою 10(6)/0,4 кВ, або 18,4% від загальної кількості підстанцій цього класу напруги [4].

За даними річного звіту національної комісії з регулювання енергетики у 2016 році величина загальних технологічних втрат на транспортування електричними мережами всіх класів напруги склала 21,8 млрд. кВт·год або 12,6% загального відпуску електроенергії в мережу. Порівняно з показником 2015 року рівень загальних технологічних втрат на транспортування електроенергії зменшився на 0,5%.

Нормативна величина технологічних втрат електричної енергії за 2016 рік склала 23,0 млрд. кВт·год, або 13,4% від загального обсягу відпущеної електроенергії в мережу. Порівняно з періодом 2015 року нормативна величина втрат електроенергії зменшилася на 0,1%.

Завдяки стимулюванню постачальників електричної енергії до зниження технологічних втрат, у тому числі завдяки збільшенню коштів для розвитку матеріальної бази енергопостачальних компаній у рамках виконання інвестиційних програм, досягнуто зменшення рівня фактичних технологічних втрат в електромережах України.

Тридцять дві з тридцяти семи енергопостачальні компанії країни станом на кінець 2020 року мали фактичні технологічні втрати електроенергії на рівні нормативних. У 2017 році таких компаній було двадцять сім.

У таблиці 1.2 наведено динаміку технологічних втрат в електромережах України напругою 0,38-750 кВ за 2003-2018 роки [4].

Значення технологічних втрат на передачу електроенергії розподільними мережами нормуються відповідно до діючого галузевого нормативного документу ГНД 34.09.104-2003. Та, незважаючи на дещо завищений рівень встановленого нормативу, по ряду електропередавальних організацій фактичне значення технологічних втрат перевищує нормативне.

Таблиця 1.2 – Динаміка технологічних втрат електричної енергії в електричних мережах України напругою 0,38-750 кВ

Рік	Загальний обсяг виробленої електроенергії	Фактичні технологічні втрати електроенергії		Нормативні технологічні втрати електроенергії		Різниця технологічних втрат електроенергії	
	млрд. кВт·год	млрд. кВт·год	%	млрд. кВт·год	%	млрд. кВт·год	%
2003	179,9	35,0	19,4	23,5	13,0	11,5	6,4
2004	182,2	32,1	17,6	24,1	13,2	8,0	4,4
2005	186,1	28,8	15,5	21,2	11,4	7,6	4,1
2006	193,4	28,8	14,9	22,0	11,4	6,8	3,5
2007	196,3	28,9	14,7	23,0	11,7	5,9	3,0
2008	192,6	26,4	13,7	22,5	11,7	3,9	2,0
2009	173,6	22,4	12,9	19,8	11,4	2,6	1,5
2010	187,9	23,4	12,4	20,3	10,8	3,1	1,6
2011	193,9	25,2	13,0	22,9	11,8	2,3	1,2
2012	197,6	25,5	12,9	23,7	12,0	1,8	1,9
2013	193,5	24,6	12,7	23,8	12,3	0,8	0,4
2014	182,4	23,0	12,6	22,1	12,1	0,9	0,5
2015	157,6	19,7	12,5	18,9	12,0	0,8	0,5
2016	154,8	19,4	12,5	18,6	12,0	0,8	0,5
2017	180,4	21,0	12,2	19,9	12,0	1,1	0,6
2018	190,0	22,0	11,7	21,0	11,0	1,0	0,5
2019	193,5	24,6	12,7	23,8	12,3	0,8	0,4
2020	182,4	23,0	12,6	22,1	12,1	0,9	0,5
2021	193,5	24,6	12,7	23,8	12,3	0,8	0,4

#### 1.4 Аналіз електричних мереж району електропостачання

Район електропостачання, що розглядається в кваліфікаційній магістерській роботі живиться від районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ (рисунок 1.3). Трансформаторна підстанція здійснює прийом, перетворення та розподіл споживачам повітряними лініями напругою 10 кВ електричної енергії.

Перетворення енергії одного класу напруги (35 кВ) в електроенергію іншого класу напруги (10 кВ) відбувається за допомогою встановлених на підстанції двох силових трансформаторів ТМ-4000/35 (Тр №1 та Тр.№2) потужністю по 4,0 МВА кожний [2, 3].

Трансформаторна підстанція напругою 35/10 кВ збудована у 1973 році. Район електропостачання, що живиться від підстанції, охоплює наступні села: с. Мостки, с. Полянка, с. Дніпровка та с. Подсадка.

Підстанція розташована на прилеглий території однойменного населеного пункту на відстані 28 км від районного центру – м. Пустомити.

Підстанція знаходиться на балансі і в експлуатації Пустомитівського району електричних мереж Відкритого акціонерного товариства «Західобленерго». Від підстанції повітряними лініями 10 кВ отримують живлення споживачі трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ. Підстанція «Пустомити» фідерами № 23, 24, 25, 26, 21, живить електроенергією наступні населені пункти: м. Пустомити, с. Мостки, с. Полянка, с. Дніпровка та с. Подсадка [8].

В свою чергу основне живлення ТП 35/10 кВ «Пустомити» здійснюється повітряною лінією напругою 35 кВ №174 від підстанції 150/35/10 кВ «Пустомити 150». Передбачено резервне живлення підстанції повітряною лінією №825 від підстанції 35/10 кВ. Протяжність лінії 35 кВ № 174 становить 4,2 км, а лінії № 825 становить 24,2 км. Повітряні лінії 10 кВ (фідер №23, 24, 25, 26, 21), що відходять від підстанції мають одностороннє живлення, працюють в умовно

замкненому режимі. Лінії виконані на залізобетонних опорах типу: П10-1, П10-2, УП10-1, УП10-2, А10-1 та КА10-1. Проводи ПЛ 10 кВ марки АС (35 та 50 мм<sup>2</sup>) підвішені на ізоляторах типу ШС-10Д та ШФ-10Г та ШФ-20Г.

Комплектна трансформаторна підстанція «Пустомити» складається з ВРП 35 кВ, двох силових трансформаторів потужністю 4000 кВА, КРП 10 кВ у вигляді сталевих шаф для зовнішньої установки. На даний час в роботі знаходиться один силовий трансформатор (Тр-р №2). Один трансформатор ТМН-4000/35 в останні роки не задіяний і знаходиться у резерві.

ВРП 35 кВ укомплектований з готових до монтажу блоків апаратури напругою 35кВ із відповідними металоконструкціями і блокуванням, як механічними, так і електричними. Апаратуру і прилади вторинних кіл ВРП 35 кВ розміщені у спеціальних релейних шафах типу РШ. Шафи релейного захисту, автоматики та керування пристроєм регулювання напруги в мережі розташовані в спеціальній будівлі. В цій же будівлі знаходиться пост чергового підстанції.

### 1.5 Аналіз схеми та обладнання електричних мереж району

Основне живлення підстанція отримує по стороні 35 кВ лінією №174 від підстанції «Пустомити 150» (рисунки 1.4). Резервне живлення передбачено лінією №825. Вказані лінії заходять на портал підстанції через відповідні комутаційні апарати – триполюсні роз'єднувачі РДЗ.2-35-Б/1000 із приводом ПРЗ-2. Параметри апаратів наведено в таблиці 1.3. Роз'єднувачі призначені для комутації кіл підстанції лише в нормальному режимі і без навантаження.

Повітряні лінії 35 кВ та портал підстанції 35 кВ виконані сталевими проводами АС 120 (переріз проводу 120 мм<sup>2</sup>). Для зв'язку із диспетчером передбачено пристрої високочастотного зв'язку ВЧЗ-300.

Для комутації кіл силових трансформаторів як в оперативних так і в аварійних режимах на підстанції використовуються високовольні бакові

масляні вимикачі типу ВТ-35-630 (таблиця 1.4) [10].

Таблиця 1.3 – Параметри роз'єднувачів напругою 35 кВ

Параметр	Тип та параметри апаратів		Параметри мережі
	РДЗ.2-35- Б/1000УХЛ1	РДЗ.1-35- Б/1000УХЛ1	
Напруга, кВ	35	35	35
Номінальний струм, А	1000	1000	101,5
Граничний струм, кА	25	25	9,7
Тепловий імпульс, кА <sup>2</sup> с	2500	2500	29.0

Таблиця 1.4 – Параметри високовольтних вимикачів напругою 35 кВ

Параметр	Тип та параметри апарату	Параметри мережі
	ВТ-35-630-12,5УХЛ1	
Напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	101,5
Номінальний струм вимикання, кА	12,5	4,6
Граничний струм, кА	12,5	9,7
Тепловий імпульс, кА <sup>2</sup> с	468,8	29,0
Тип приводу	ПП-61к	-

Для підключення кіл релейного захисту та обліку електричної енергії на стороні 35 кВ використовуються трансформатори струму ТВТ35-300/5, що вмонтовані у високовольтні виводи 35 кВ силового трансформатора (таблиця 1.5).

Для захисту від наведеної атмосферної перенапруги на гнучких шинах на стороні 35 кВ силових трансформаторів використовуємо вентильні розрядники РВС-35. На стороні 10 кВ підстанції встановлені роз'єднувачі, масляні вимикачі, трансформатори струму та вентильні розрядники РВО-10. Технічні характеристики вказаних апаратів наведені в таблицях 1.6 та 1.7 відповідно.



Для підключення кіл релейного захисту та обліку електричної енергії на стороні 10 кВ використовуються трансформатори струму ТПЛ 10У3-300/5, що встановлені у відповідні шафи напругою 10 кВ. Характеристики трансформаторів струму наведені в таблицях 1.8 та 1.9 .

Таблиця 1.5 – Параметри трансформаторів струму напругою 35 кВ

Параметр	Тип та параметри апарату	Параметри мережі
	ТВТ35-300/5	
Напруга, кВ	35	35
Номінальний первинний струм, А	300	101,5
Номінальний вторинний струм, А	5	-
Клас точності	0,5/P	-
Коефіцієнт трансформації	60	-
Струм динамічної стійкості, кА	11,9	9,7

Таблиця 1.6 – Параметри роз'єднувачів напругою 10 кВ

Параметр	Тип та параметри апаратів		Параметри мережі
	РВ-10/400У2	РВ3-10/400У2	
Напруга, кВ	10	10	10
Номінальний струм, А	400	400	219,9
Граничний струм, кА	41	41	8,9
Тепловий імпульс, кА <sup>2</sup> с	1024	1024	55,5
Тип приводу	ПР2	ПР2	-

Параметр	Тип та параметри апарату	Параметри мережі
	ВІМ-10-20/630УЗ	
Напруга, кВ	10	10
Номінальний струм, А	630	219,9
Номінальний струм вимикання, кА	20	6,3
Граничний струм, кА	52	8,9
Тепловий імпульс, кА <sup>2</sup> с	1200	55,5
Тип приводу	ПП67	-

Таблиця 1.8 – Параметри трансформаторів струму вводу 10 кВ

Параметр	Тип та параметри апарату	Параметри мережі
	ТПЛ 10УЗ-300/5	
Напруга, кВ	10	10
Номінальний первинний струм, А	300	219,9
Номінальний вторинний струм, А	5	-
Клас точності	0,5/P	-
Коефіцієнт трансформації	60	-
Струм динамічної стійкості, кА	74,3	8,9
Тепловий імпульс, кА <sup>2</sup> с	546,8	55,5

Таблиця 1.9 – Параметри трансформаторів струму ПЛ 10 кВ

Параметр	Тип та параметри апаратів	Параметри мережі
	ТПЛ 10У3-150/5	
Напруга, кВ	10	10
Номінальний первинний струм, А	150	110,6
Номінальний вторинний струм, А	5	-
Клас точності	0,5/P	-
Коефіцієнт трансформації	60	-
Струм динамічної стійкості, кА	53,0	8,9
Тепловий імпульс, кА <sup>2</sup> с	136,7	55,5

На підстанції 35/10 кВ «Пустомити» встановлено два силових трансформатори ТМН-4000/35 (трифазний, масляний, клас напруги 35кВ, потужністю 4000 кВА).

Трансформатор ТМН-4000/35 за призначенням є понижуючим силовим трансформатором з природним масляним охолодженням. Трансформатор промислового призначення і призначений для перетворення електроенергії в мережах енергосистем і споживачів електроенергії частотою 50Гц. ТМН 4000/35 розрахований для експлуатації в зовнішніх або внутрішніх умовах в районах помірного і холодного клімату.

Трансформатори мають плоскошихтовану магнітну систему з високоякісної електротехнічної сталі. Обмотки трансформатора багат шарові циліндричні, виконані з мідного обмоточного проводу. Трансформатори у своєму складі мають пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням – РПН.

Технічні характеристики трансформатора ТМН-4000/35 наведені в

таблиці 1.10 [18].

Таблиця 1.10 – Технічні характеристики трансформатора ТМН-4000/35

Характеристика трансформатора		Значення параметру
Номінальна потужність, $S_N$ , кВА		4000
Номінальна напруга, $U_N$ , кВ	ВН	35
	НН	11,0
Втрати потужності, кВт	$\Delta P_{xx}$	5,7
	$\Delta P_{кз}$	33,5
Струм холостого ходу, $I_{нх}$ , %		1,0
Напруга короткого замикання, $U_{кз}$ , %		7,5
Пристрій регулювання напруги		РПН
Тип охолодження		Масляне, природне

Технічні характеристики трансформатора напруги НТМИ-10 наведені в таблиці 1.11 [18].

Таблиця 1.11 – Технічні характеристики трансформатора НТМИ-10

Характеристика трансформатора	Значення параметру	
Номінальна напруга ВН, В	10000	
Номінальна напруга НН, В	100	
Номінальна потужність, в класіточності, ВА	0,5	75
	1,0	150
	3,0	300
Максимальна потужність, ВА	640	
Маса, кг	59	

В якості вимірювального трансформатора (підключення кіл обліку,

вимірювання та релейного захисту) на підстанції використовуються два трансформатори НТМИ-10 – трифазний масляний вимірювальний трансформатор напруги, з вищою напругою 10 кВ. Трансформатор призначений для зниження високого первинного напруги до значень придатних для вимірювань, виробляє сигнал вимірювальної інформації для приладів, а також ланцюгів релейного захисту та автоматики в мережах з ізольованою нейтраллю. Трансформатор НТМИ-10 встановлюється в шафах комплектних розподільних пристроїв КРП-10.

На підстанції 35/10 кВ «Пустомити» для власних потреб підстанції експлуатуються два трансформатори ТМ-40. Один із них знаходиться в резерві. Трансформатор власних потреб забезпечує живлення:

- а) освітлення приміщень підстанції; б) кіл релейного захисту;
- в) кіл автоматики та управління;
- г) зарядно-підзарядних пристроїв оперативного струму підстанції; д) кіл пожежної сигналізації;
- е) кіл охоронної сигналізації;
- ж) пристроїв обігріву масляних вимикачів та шаф розподільних пристроїв;
- з) приводів масляних вимикачів напругою 35 та 10 кВ; к) зовнішнього освітлення території.

Технічні параметри трансформаторів власних потреб наведені в таблиці 1.12).

Таблиця 1.12 – Технічні характеристики трансформатора ТМ 40

Тип	Номинальна потужність, кВА	Напруги, кВ		Втрати потужності, Вт		Напруга короткого замикання $U_k\%$ , %	Струм холостого ходу $i_x$ , %
		ВН	НН	$\Delta P_{xx}$	$\Delta P_{kz}$		
ТМ	40	10,0	0,4	130	600	4,5	3,2

Живлення струмоприймачів власних потреб на ПС 35/10 кВ «Петро-

Михайлівка» змішаного типу, а саме, від групових щитків і збірок, розташованих поблизу групи електроприймачів і індивідуально безпосередньо від розподільчого пристрою трансформатора власних потреб.

Оперативний струм на підстанції.

Сукупність джерел живлення, кабельних ліній, шин живлення перемикаючих пристроїв та інших елементів оперативних кіл становить систему оперативного струму підстанції. Оперативний струм на підстанціях служить для живлення вторинних пристроїв, до яких відносяться оперативні кола захисту, автоматики і телемеханіки, апаратура дистанційного керування, аварійна і попереджувальна сигналізація. При порушеннях нормальної роботи підстанції оперативний струм використовується також для аварійного освітлення і електропостачання електродвигунів (особливо відповідальних механізмів).

На підстанції «Пустомити» застосовується змінний оперативний струм. Джерелом змінного струму для релейного захисту є трансформатори струму, а для автоматики і частково для релейного захисту трансформатори напруги та трансформатор власних потреб. Оперативний струм отримують від ТВП за допомогою спеціальних блоків живлення.

Підстанція має контур заземлення і все обладнання приєднане до контуру. Контур заземлення складається із 14 кутників довжиною 3м кожен, які між собою зв'язані сталлюю смугою. Смуга знаходиться на глибині 0,8 м від рівня землі, до кутників вона приєднана зварюванням

Відповідальність за технічний стан обладнання, споруд, виконання обсягів робіт, своєчасні обґрунтування запланованих обсягів ремонтних робіт запасними частинами і матеріалами, а також термін і якість виконання робіт покладається на начальника РЕМ.

Структурою управління технічним обслуговуванням і ремонтом на підстанції передбачається поділ функцій і виконавців шляхом організації відповідних підрозділів з підготовки та проведення ремонту:

- ділянки РЕМ з поточного та аварійного ремонту;
- цеху РЕМ централізованого (капітального) ремонту.

На всі види ремонту основного обладнання підстанції складений перспективний та річний графіки. Періодичність і тривалість усіх видів ремонту обладнання обумовлені «Правилами організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж». Перед початком і під час ремонту повинні бути виявлені всі дефекти. Критерії, яким має відповідати відремонтоване електрообладнання, обумовлені в нормативно-технічній документації. Висновок в ремонт і введення в роботу повинні проводитись в термін, зазначений в графіках ремонту та погоджений з оперативно-диспетчерською службою.

Приймання устаткування з капітального ремонту проводиться комісією за програмою затвердженою керівником об'єкта (головним інженером). Склад комісії повинен бути встановлений наказом по енергооб'єкту. Часом закінчення капітального ремонту є момент включення в мережу, якщо при включенні під напругою не відбулося відмови. При ремонті без зняття напруги – момент повідомлення черговому диспетчеру керівником робіт (допускається) про їх завершення.

У випадку, коли протягом приймально-здавальних робіт і випробувань були виявлені дефекти, то ремонт вважається незакінченим до усунення цих дефектів і повторного проведення приймально-здавальних випробувань.

Одноосібний огляд електроустановок, електротехнічної частини технологічного обладнання може виконувати працівник, який має групу з електробезпеки не нижче третьої, з числа оперативного персоналу, або працівник з числа адміністративно-технічного персоналу, що має п'яту групу, для електроустановок напругою вище 1000 В. При огляді електроустановок дозволяється відкривати двері щитів, збірних, щитів управління та інших пристроїв до 1000В.

Таблиця 1.13 – Характеристика трансформаторних підстанцій району електропостачання

Номер підстанції	Номінальна потужність підстанції, кВА	Максимально допустима потужність підстанції, кВт	Електричне навантаження в режимний день, кВт	Резерв дозволеної потужності споживачів, кВт	Приєднана потужність, кВт		Резерв приєднаної потужності з урахуванням укладених договорів про приєднання, кВт	Фактичний резерв приєднаної потужності з урахуванням укладених договорів про постачання електроенергією та укладених договорів про приєднання, кВт	Кількість споживачів, шт	Коефіцієнт використання потужності
					Дозволена (існуючих споживачів, кВт)	Потужність, що приєднується за договорами про приєднання, кВт				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
«Пусто мити.»	4000	3680	1700	1980	9047,3	40,6	-326,0	0	2189	0,42
<u>Ф-21</u>										
ТП-21/118	100	92,0	29,3	62,7	79,8	1,2	92,6	11,0	69	0,53
ТП-21/129	400	368,0	69,0	299,0	265,3	0	284,0	102,7	49	0,67
ТП-21/490	250	230,0	65,0	165,0	203,7	0	230,3	26,3	85	0,53
<u>Ф-23</u>										
ТП-23/119	100	92,0	23,0	69,0	80,5	1,5	91,58	10,0	73	0,53
ТП-23/141	160	147,0	37,0	110,0	115,0	1,5	160,9	30,5	93	0,53
ЗТП-23/142	315	290,0	63,0	227,0	211,0	1,5	334,7	77,5	77	0,53
ТП-23/143	250	230,0	91,0	139,0	251,5	0	91,8	0	49	0,67



Продовження таблиці 1.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП-24/152	100	92,0	22,6	69,4	79,5	0	57,8	12,5	29	0,67
ТП-24/155	100	92,0	29,8	62,8	87,7	0	85,9	4,3	63	0,53
ТП-24/156	100	92,0	33,0	59,0	160,0	0	-57,8	0	1	0,9
ТП-24/157	250	230,0	65,0	165,0	203,7	0	230,3	26,3	85	0,53
ТП-24/159	40	37,0	19,0	18,0	35,7	1,2	18,3	0,1	26	0,67
ТП-24/367	400	368,0	69,0	299,0	265,3	0	284,0	102,7	49	0,67
ТП-24/403	100	92,0	15,4	76,6	15,0	1,5	85,7	75,5	2	0,9
ТП-24/564	100	92,0	24,0	68,0	98,1	1,5	74,0	0	68	0,53
<u>Ф-25</u>										
ТП-25/64	250	230,0	75,0	154,0	218,5	0	215,5	11,5	68	0,53
ТП-25/148	160	147,0	62,0	85,0	224,8	0	52,6	0	86	0,53
ТП-25/149	250	230,0	38,0	192,0	100,0	0	155,6	130,0	1	0,9
ТП-25/181	100	92,0	34,0	58,0	78,1	0	59,2	13,9	39	0,67
ТП-25/376	160	147,0	61,0	86,0	206,9	0	70,5	0	89	0,53
ТП-25/401	160	147,0	29,0	118,0	76,0	0	87,3	71,0	1	0,9
ТП-25/451	250	230,0	53,0	177,0	216,9	0	217,1	13,1	49	0,53
<u>Ф-26</u>										
ТП-26/146	100	92,0	42,0	50,0	108,1	0	65,5	0	52	0,53
ТП-26/173	250	230,0	71,0	159,0	135	0	120,6	95,0	1	0,9
<u>Ф-27</u>										
ТП-27/130	160	147,0	66,0	81,0	262,3	7	72,6	0	114	0,43
ТП-27/174	100	92,0	23,0	69,0	79,5	0	94,1	12,5	56	0,53
ТП-27/176	250	230,0	53,0	177,0	250,5	5	279,4	0	124	0,43
ТП-27/177	250	230,0	17,0	213,0	30,0	0	225,6	183,0	1	0,9
ТП-27/182	160	147,0	35,0	112,0	68,0	1,5	93,8	77,5	3	0,9
ТП-27/183	250	230,0	58,0	172,0	248,6	11,5	274,8	0	165	0,43

При огляді електроустановок понад 1000 В не допускається входити в приміщення камери, не обладнані огорожами або бар'єрами, що перешкоджають наближенню до струмоведучих частин на відстань менше допустимого. Не допускається проникати за огорожу і бар'єри електроустановок, а також виконувати будь-яку роботу під час огляду.

Мережами напругою 10 кВ підстанції «Пустомити» через лінії напругою 10 кВ (Ф-21, 23, 24, 25, 26 та 27) від відповідних шаф зовнішнього встановлення розподільного пристрою 10 кВ типу КРПН-10 (№1, 5, 7, 9, 11 та 14) подається електроенергія на вводи юридичних споживачів та фізичних споживачів-населення, що розташовані на території сіл Чапаївка, Дніпровка, Пустомити, Ульянівка, Грушівка, Нагірне, Сергіївка та Андріївка Пустомитівського району Львівської області (рисунок 1.3).

В таблиці 1.13 наведена загальна характеристика дозволених тазадіяних потужностей по кожній трансформаторній підстанції окремо.

На основі даних, що отримані у Пустомитівському РЕМ, за результатами 2020 року мережами підстанції «Пустомити» передано електроенергії юридичним споживачам в розмірі 2583,0 тис.кВтгод, та 3971,0 тис.кВтгод населенню прилеглих сіл (побутові споживачі).

## 1.6 Аналіз ефективності транспортування електричної енергії в електричних мережах району

Далі в кваліфікаційній роботі пропонується розглянути по-фідерне споживання електричної енергії в мережі від шин 10 кВ трансформаторної підстанції «Пустомити» в різні характерні періоди року – найтепліший місяць (липень) та найхолодніший місяць (січень). Дані про споживання електричної енергії наведені в таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 – Відпуск електроенергії від шин 10 кВ підстанції 35/10 кВ  
«Пустомити»

Період	Позна- чення вводів	№ лічиль- ника	Покази		Різниця показів	Коефіцієнт трансфор- мації прила- дів обліку	Пропуск електро- енергії, кВтгод
			а кінець місяця	а початок місяця			
1	2	3	4	5	6	7	8
січень 2018 р	T-12	19893,0	12056,3	11907,7	148,5	6 000	891 217
	Надходження на шини підстанції:						891 217
	Ф-21	5515,0	641,2	635,5	5,7	3 000	17 199
	Ф-23	6352,0	5839,8	5715,2	124,7	1 500	186 995
	Ф-24	449461	642,6	576,2	66,4	2 000	132 801
	Ф-25	5333,0	5190,6	5143,2	47,4	2 000	94 894
	Ф-26	5875,0	2429,5	2401,9	27,7	4 000	110 728
	Ф-27	450468	1206,3	1062,2	144,1	2 000	288 200
	Відпуск з шин підстанції:						830 817
	Небаланс, %						7,0
липень 2018 р	T-12	19893	11370,0	11275,2	94,9	6 000	569 301
	Надходження на шини підстанції:						569 301
	Ф-21	5515,0	609,845	605,348	4,497	3 000	13 491
	Ф-23	6352,0	5250,3	5181,5	68,8	1 500	103 154
	Ф-24	449461	352,6	318,5	34,1	2 000	68 201
	Ф-25	5333,0	4964,9	4935,4	29,5	2 000	58 932
	Ф-26	5875,0	2252,1	2216,4	35,6	4 000	142 536
	Ф-27	450468	646,7	565,7	81,0	2 000	162 000
	Відпуск з шин підстанції:						548 314
	Небаланс, %						3,8

Продовження таблиці 1.15

січень 2019 р	T-12		1170,9	1017,7	153,2	6 000	919 432
	Надходження на шини підстанції:						919 432
	Ф-21	5515,0	710,9	701,5	9,4	3 000	28 149
	Ф-23	6352,0	6908,2	6793,0	115,2	1 500	172 831
	Ф-24	449461	1353,4	1279,9	73,5	2 000	147 001
	Ф-25	5333,0	5625,0	5571,5	53,5	2 000	107 056
	Ф-26	5875,0	2759,6	2728,7	30,9	4 000	123 620
	Ф-27	450468	2148,1	2029,3	118,8	2 000	237 600
	Відпуск з шин підстанції:						816 257
	Небаланс, %						11,1
липень 2019 р.	T-12		510,2	422,0	88,2	6 000	528 812
	Надходження на шини підстанції:						528 812
	Ф-21	5515,0	669,7	663,0	6,7	3 000	20 175
	Ф-23	6352,0	6346,4	6277,4	69,0	1 500	103 481
	Ф-24	449461	958,4	942,9	15,5	2 000	31 000
	Ф-25	5333,0	5398,1	5367,5	30,6	2 000	61 142
	Ф-26	5875,0	2592,9	2553,8	39,1	4 000	156 300
	Ф-27	450468	1654,7	1582,7	72,0	2 000	144 000
	Відпуск з шин підстанції:						516 100
	Небаланс, %						2,5

Користуючись даними, що наведені в таблицях 1.13-1.15, робимо висновки, щодо ефективності передачі електричної енергії в мережі підстанції. За даними вказаних таблиць виконуємо узагальнену таблицю 1.16 та діаграму (рисунок 1.5).



1.17-1.20 та на відповідних діаграмах (рисунки 1.6-1.9).

Таблиця 1.17 – Обсяги передачі, споживання і втрат електроенергії по фідерам підстанції за січень 2018 р.

№ фідера	Відпущено з шин ТП, кВтгод	Спожито, кВтгод	Втрати, кВтгод	Втрати, %	Нормовані втрати, %
Ф-21	17 199,0	17 061,4	137,6	0,8	1,0
Ф-23	186 995,0	158 945,8	28049,3	15,0	15,5
Ф-24	132 800,0	115 536,0	17264,0	13,0	13,8
Ф-25	94 894,0	78 856,9	16037,1	16,9	17,2
Ф-26	110 728,0	100 983,9	9744,1	8,8	8,9
Ф-27	288 200,0	251 022,2	37177,8	12,9	13,0

Таблиця 1.18 – Обсяги передачі, споживання і втрат електроенергії по фідерам підстанції за липень 2018 р.

№ фідера	Відпущено з шин ТП, кВтгод	Спожито, кВтгод	Втрати, кВтгод	Втрати, %	Нормовані втрати, %
Ф-21	13 491,0	13 410,1	80,9	0,9	0,7
Ф-23	103 154,0	91 703,9	11450,1	14,1	15,5
Ф-24	68 200,0	61 107,2	7092,8	10,4	13,8
Ф-25	58 932,0	49 561,8	9370,2	17,2	15,9
Ф-26	142 536,0	134 126,4	8409,6	8,9	5,9

Проведений аналіз розподілу, передачі, споживання та втрат електричної енергії на підстанції «Пустомити» та в її мережах показав, що розходження між кількістю електричної енергії, що надійшла на підстанцію від ПрАТ «Західобленерго» і кількістю електричної енергії, що передана в мережу становить 7,0 та 11,1% в зимовий період і 3,8 та 2,5% – в літній.

Таблиця 1.19 – Обсяги передачі, споживання і втрат електроенергії по фідерам підстанції за січень 2019 р.

№ фідера	Відпущено з шин ТП, кВтгод	Спожито, кВтгод	Втрати, кВтгод	Втрати, %	Нормовані втрати, %
Ф-21	28 149,0	27 895,7	253,3	1,0	0,8
Ф-23	172 831,0	147 770,5	25060,5	15,5	14,5
Ф-24	147 000,0	126 420,0	20580,0	14,0	13,8
Ф-25	107 056,0	87 785,9	19270,1	18,5	17,2
Ф-26	123 620,0	113 730,4	9889,6	8,0	7,9

Таблиця 1.20 – Обсяги передачі, споживання і втрат електроенергії по фідерам підстанції за липень 2019 р.

№ фідера	Відпущено з шин ТП, кВтгод	Спожито, кВтгод	Втрати, кВтгод	Втрати, %	Нормовані втрати, %
Ф-21	20 175,0	20 074,1	100,9	0,5	1,0
Ф-23	103 482,0	90 546,8	12935,3	12,5	15,5
Ф-24	31 000,0	26 939,0	4061,0	13,1	13,8
Ф-25	61 142,0	51 237,0	9905,0	16,2	17,2
Ф-26	156 300,0	145 671,6	10628,4	6,8	8,9
Ф-27	144 000,0	128 880,0	15120,0	10,5	13,0

Такий розподіл втрат електроенергії вказує на те що небаланс значно більший в зимовий період. Це вказує на те, що мають місце збільшені втрати на власні потреби підстанції, а саме на обігрів шаф розподільного пристрою напругою 10 кВ та роботу електроприводів комутаційних апаратів. Із проведеного в роботі аналізу встановлено, що спостерігаються значні втрати електричної енергії в мережі підстанції – в лініях напругою 10 кВ. Ці втрати у процентному відношенні досягають на ряді фідерів до 18,5%.

Найбільші втрати відмічаються у фідерах №23 та №25. Причиною значних

втрат ємалий переріз проводів повітряних ліній 10 кВ – 35 та 50 мм<sup>2</sup> та їх застаріла конструкція. Окрім того ці втрати залежать від періоду року і завантаження мережі.

В магістерській роботі пропонується вибрати оптимальні перерізи проводів повітряних ліній 10 кВ (фідер №23 та №25). До встановлення у вказаних фідерах пропонується використати сучасні ізольовані захищені проводи, які мають значно більшу провідність та втрати в них менше залежать від оточуючого середовища (вологості, налипання мокрого снігу або ожеледі, сонячної радіації та ін.).

Окрім того слід відмітити, що підвищення ефективності експлуатації розподільних мереж району та зниження в них рівня втрат електроенергії і їх прогнозування неможливе без застосування додаткових сучасних програмних та технічних засобів. Існуючі на даний час аналоги програмних систем розрахунку та аналізу режиму мережі характеризується рядом істотних недоліків, що ускладнюють їх застосування через неповноту та низьку вірогідність інформаційного забезпечення.

Найбільш перспективною в цьому напрямку є розробка системи моніторингу втрат електроенергії в електричній мережі і керування ними в реальному часі. Ефективність моніторингу може бути підвищена за рахунок підвищення достовірності інформації, яка знімається в характерних точках мережі, враховуючи вплив температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі, що найсуттєвіше впливає на величину втрат. Крім того, для підвищення ефективності моніторингу втрат необхідна розробка сучасних технічних засобів забезпечення достовірності інформації для вирішення цих задач.

Враховуючи сказане вище в магістерській роботі пропонується оптимізувати режими роботи електричних мереж району шляхом створення програмних та технічних засобів для моніторингу втрат електроенергії із урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі та зниження втрат.



## 2 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОБЛІКУ ТА РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

### 2.1 Вимірювання та нормування втрат електричної енергії

Останніми роками в електричних мережах України спостерігається зростання втрат електричної енергії. Цей процес є об'єктивним і буде тривати в найближчому майбутньому у зв'язку з існуючими обмеженнями на інвестиції з переобладнання і реконструкції електричних мереж.

Формування показника «втрати електричної енергії» розпочинається з вимірювання обсягів електричної енергії: що надійшла в мережу; відпущеної сусіднім енергопостачальним організаціям; корисної, що відпущена споживачам.

При такому підході визначаються фактичні (звітні) втрати електричної енергії, величина яких залежить не лише від точності вимірювання, але і від правильності, своєчасності і добросовісності зняття показів лічильників, правильності і своєчасності виставлення рахунків на оплату врахованої електричної енергії, тобто від ефективності збутової діяльності [9, 13].

Проте вимірів тільки звітних втрат електричної енергії, навіть якщо вони виконані точно, недостатньо для розробки заходів зі зниження їх обсягів. Необхідно знати структуру цих втрат, технологічно обумовлену їх частину (технічні або технологічні втрати), ділянки мережі, де рівень технічних втрат є найбільшим і причини їх виникнення.

Оскільки вимірювання електричної енергії виконується зі значними похибками, то має місце небаланс (недооблік) електричної енергії за окремими вузлами і в мережі в цілому, які в сумі з розкраданням електричної енергії складають так звані комерційні втрати електричної енергії, що мають досить складну структуру і закордоном називаються нетехнічними втратами [19].

Для розробки заходів зі зниження технічних втрат, оцінки їх ефективності, оцінки величини небалансу і виявлення неврахованої електричної енергії

необхідно більш точно розраховувати технічні втрати електричної енергії в мережі в цілому, в елементах мережі з розбиттям за ступенями напруги і структурними підрозділами енергопостачальних організацій [20, 21].

Після аналізу звітних і технічних втрат, наявних резервів по їх зниженню, визначається і обґрунтовується норма втрат електричної енергії, яка представляється в облэнерго на узгодження і підтвердження.

Практика показує, що деякі енергопостачальні організації, на цьому намагаються закінчити вирішення задачі, завищивши величину технічних втрат і відповідно їх норму, збільшивши за рахунок цього тариф на електроенергію і переклавши тим самим свої збитки і проблеми з втратами на плечі споживачів.

Частина підприємств розробляють формальні бізнес-плани заходів, але до впровадження заходів і реального зниження втрат справа в таких випадках так і не доходить, а розплачується за все це споживач.

Очевидно, що шлях штучного збільшення нормативу втрат електричної енергії тупиковий, оскільки він веде до безперервного зростання тарифів і не здатний реально знизити втрати.

Вирішити це завдання можливо лише за умови встановлення обґрунтованих нормативів втрат і реального їх зниження (забезпечення виконання цих нормативів) за рахунок впровадження конкретних заходів з їх зниження.

Для розробки і впровадження таких заходів потрібний чіткий план фінансового, технічного, матеріального, організаційного, юридичного, правового і галузевого нормативного забезпечення.

Ефективність виконання кожного з етапів управління технічними і особливо комерційними втратами електричної енергії вирішальним чином

Сказане підтверджує комплексний характер проблеми зниження втрат електричної енергії і необхідність ретельного аналізу наявних резервів на кожному з етапів рішення задачі.

Особливо необхідно підкреслити, що найбільш значимою проблемою в оцінці і аналізі втрат є розрахунок технічних втрат, особливо в мережах напругою 0,38-10 кВ, і забезпеченість розрахунків достовірною початковою інформацією [20, 21].

Досвід розрахунків технічних втрат електричної енергії показує, що в сучасних умовах інтенсивне впровадження інформаційних технологій дозволяє забезпечити автоматизований і точніший розрахунок.

Одним з найважливіших елементів аналізу втрат і виявлення їх комерційної складової є визначення фактичного і допустимого небалансу електричної енергії в розподільній мережі, локалізація цього небалансу.

Серйозну проблему при розрахунку небалансу електричної енергії в електричних мережах напругою 0,38-10 кВ представляє необхідність врахування комутаційного стану електричної мережі, коли споживачі впродовж місяця кілька разів можуть переключатися з одного центру живлення на інший у зв'язку з ремонтними і аварійними режимами роботи мережі.

Нормування втрат електричної енергії на сучасному етапі реформування і подальшого розвитку електроенергетики України набуває вирішального значення в плануванні бюджету енергопостачальних організацій (підприємств електромереж, розподільних мережевих компаній) через так званий тариф (плату) за послуги з передачі електричної енергії [19].

Норматив втрат електричної енергії має бути диференційований по трьох рівнях напруги : висока напруга (110 кВ і вище), середня напруга (35-6(10) кВ), низька напруга (0,38 кВ). Виходячи з цього визначення, нормованих втрат електричної енергії для відповідного рівня напруги – це сума підтверджених розрахунками технічних втрат електричної енергії, допустимого небалансу електричної енергії в електричній мережі за вирахуванням ефекту від впровадження техніко-економічних обґрунтованих заходів зі зниження втрат електричної енергії.

Одним з важливих етапів зниження технічних і комерційних втрат електричної енергії є розробка і впровадження ефективних заходів зі зниження втрат.

На жаль, в умовах недостатності оперативної інформації, відсутності механізму моніторингу втрат в елементах електричної мережі, неможливо оцінити і вибрати дійсно ефективний захід.

Архітектура побудови вимірювальних систем, що традиційно склалася, на об'єктах електроенергетики реалізує принцип розподілу устаткування за видами функцій, що виконуються. Іншими словами, облік електричної енергії, моніторинг, реєстрація аварійних процесів і так далі виконуються у вигляді автономних підсистем [21].

Такий підхід передбачає, що кожне обладнання відповідає за виконання тільки своїх функцій. Це призводить до необхідності встановлювати додаткові автономні системи та організації нових окремих каналів передачі даних для отримання нових видів інформації на об'єктах. Такий підхід характеризується наявністю на кожному об'єкті великої кількості датчиків, перетворювачів, обладнання обробки інформації, ліній зв'язку. Реалізується дуже складна і з низькою надійністю топологія.

Основними недоліками такої архітектури організації об'єктових вимірювальних систем є [21, 22]:

- висока затратність як при впровадженні, так і при модернізації;
- складність монтажу, експлуатаційного обслуговування, узгодження при ремонтах;
- підвищені вимоги до точності, оскільки кожна ланка перетворення даних вносить додаткову погрішність;
- низька функціональна надійність. Наприклад, при виході з ладу реєстратора буде відсутня інформація для усіх приєднань.

Уникнути цих недоліків дозволяє архітектура, що ґрунтується на принципі розподілу обладнання по приєднаннях. При такому підході устаткування, встановлене на приєднанні, виконує усі функції, необхідні для контролю і управління цим типом устаткування. При цьому виключається безліч аналогових приладів, що призводить як до значного поліпшення усіх показників якості і надійності, простоти експлуатації, так і до істотного

скорочення вартості (при однакових обсягах даних) або збільшенні кількості видів даних (при однаковій вартості). Меншою буде і вартість обслуговування таких систем, і витрати на їх розвиток.

Можливість реалізації цієї архітектури обумовлена розвитком вимірювальної техніки і появою багатофункціональних вимірювальних приладів, призначених для застосування в електроенергетиці. Таким чином, вибираючи сучасний підхід до створення вимірювальних систем на базі багатофункціональних вимірювальних приладів, ми отримаємо високонадійну і економічну систему збору інформації з об'єкта, що відповідає усім вимогам, що пред'являються до функціонування на ринку електричної енергії [21].

Перегляд вимог до архітектури сучасних вимірювальних систем пред'являє нові вимоги до вимірювальних засобів, що становлять їх основу [20]. Для створення унікальних в плані функціональності, надійності і економічності систем збору даних необхідно мати вимірювальні засоби, що підтримують усі функції, що необхідні для моніторингу, контролю і управління приєднанням, мають широкі комунікаційні можливості, що відповідають різним стандартам в області вимірів, що підтримують стандартизовані протоколи передачі.

Функціональність сучасних вимірювальних приладів має бути достатньою як для збору інформації про енергоспоживання, так і для якісного моніторингу і управління приєднанням. Як вже підкреслювалось, конкретні вимоги до функціональності приладів формуються виходячи з необхідності рішення певних завдань, реалізації певних додатків, як, наприклад [21]:

- автоматизація підстанцій;
- комерційні виміри;
- моніторинг якості електричної енергії;
- управління устаткуванням;
- автоматизована система контролю і обліку електричної енергії (АСКОЕ);
- технічний облік.

Слід зазначити, що світові лідери в області виробництва багатофункціональних вимірювальних приладів для енергетики (Power Measurement, ABB, Siemens, General Electric та ін.) пропонують модульну систему конфігурації своїх приладів. Такий підхід дозволяє максимально гнучко конфігурувати вимірювальний прилад в залежності від рішень (комплектувати додатковими інтерфейсами, розширеним введенням / виведенням і т.д.), що приймаються, тобто підвищувати їх ефективність і економічність [24, 25].

Таким чином, відповідність вимірювальних приладів викладеним вимогам разом з реалізацією в найбільш складних сучасних приладах таких можливостей як модульна конфігурація, використання Ethernet і шлюзів передачі даних, підтримка Internet технологій, реалізація алгоритмів підвищення точності вимірів, - поєднання цих якостей дозволяє створювати найбільш сучасні і ефективні рішення по управлінню енергоресурсами.

На сьогодні ринок України пропонує безліч багатофункціональних пристроїв (переважаюча більшість – лічильники), які дозволяють враховувати активну, реактивну, повну електричну енергію, втрати електричної енергії в лініях і трансформаторах і виконувати ще ряд додаткових функцій.

До модельного ряду лічильників входять [4]:

- двонаправлені лічильники, призначені для обліку активної і реактивної електричної енергії прямого і зворотного напрямку (чотири канали обліку) на лініях з потоком енергії в двох напрямках;
- однонаправлені лічильники, призначені для обліку тільки активної електричної енергії незалежно від напрямку струму в кожній фазі мережі (один канал обліку по модулю) на лініях з потоком енергії в одному напрямі;
- комбіновані лічильники, призначені для обліку активної енергії незалежно від напрямку в кожній фазі мережі (облік за модулем) і реактивної енергії прямого і зворотного напрямку (три канали обліку) на лініях з потоком енергії в одному напрямку [24].
- лічильники можуть експлуатуватися автономно або у складі:

– автоматизованої системи контролю і обліку електричної енергії (АСКОЕ);

– автоматизованої системи диспетчерського управління(АСДУ).

Функціональні можливості лічильників:

– лічильники ведуть багатотарифний облік енергії і мають декілька тарифних зон;

– лічильники ведуть архіви врахованої енергії і енергії активних втрат в лінії електропередачі з можливістю перегляду на індикаторі і зчитування через інтерфейси зв'язку;

– двонаправлені і комбіновані лічильники можуть конфігуруватися для роботи в однонаправленому режимі (три канали обліку) і враховувати:

а) активну енергію прямого і зворотного напрямку, як активну енергію прямого напрямку (облік по модулю);

б) реактивну енергію першого і третього квадранта, як реактивну енергію прямого напрямку (індуктивне навантаження);

в) реактивну енергію четвертого і другого квадранта, як реактивну енергію зворотного напрямку (ємкісне навантаження);

– лічильники можуть використовуватися як чотириквADRANTні вимірники або датчики (з врахуванням напрямку і кута зсуву фази між струмом і напругою в кожній фазі мережі) миттєвих значень фізичних величин, що характеризують трифазну мережу:

а) активної, реактивної і повної потужності (по кожній фазі і сумі фаз);

б) фазної напруги;

в) струмів в лініях;

г) коефіцієнта потужності (по кожній фазі);

д) частоти мережі;

– лічильники можуть використовуватися як вимірники показників якості електричної енергії згідно ДСТУ 13109-97 по параметрах усталеного відхилення частоти мережі і з гіршою погрішністю по параметру усталеного відхилення фазної напруги [22, 24];

– лічильники ведуть журнали: подій; показників якості електроенергії; перевищення порогу потужності;

– лічильники забезпечують можливість програмування, перепрограмування, управління і зчитування параметрів і даних через інтерфейси зв'язки RS-485, оптичний порт і можуть мати GSM-модем.

Розглянуті вище лічильники, не дивлячись на свої широкі функціональні можливості, мають істотний недолік – вони не враховують вплив температури довкілля і величини струму, що протікає, на опір елементів мережі в реальному часі. Доцільно для моніторингу втрат розробити такий багатофункціональний пристрій, який окрім перелічених вище функцій мав би можливість визначати втрати електричної енергії з врахуванням впливу температури.

## 2.2 Залежність втрат електричної енергії від параметрів довкілля

На даний час відомі закони, що визначають теплову рівновагу між провідником, по якому протікає струм, і параметрами довкілля. Тепло від нагрітого провідника може передаватися в довкілля трьома способами [23]:

- випромінюванням;
- теплопровідністю;
- конвекцією.

Тоді, рівняння теплового балансу для сталого теплового режиму:

$$I^2 R_{20} (1 + \alpha(t_{np}^0 - 20)) + W_{сон.} = \pi d_{np} (\beta_{кон} + \beta_{вун}) (t_{np}^0 - t_{o.c}^0), \quad (2.1)$$

де  $I$  – струм в лінії, А;

$R_{20}$  – опір провода при 20 °С, Ом;

$\alpha$  – температурний коефіцієнт опору провода, 1/°С;

$t_{np}^0$  – температура провода, °С;



$t_{o.c.}^0$  – температура оточуючого середовища,  $^0\text{C}$ ;

$\beta_{кон.}$ ,  $\beta_{вип.}$  – коефіцієнт тепловіддачі провода при конвекційному та променевому теплообміні,  $\text{Вт}/(\text{м}\cdot^0\text{C})$ ;

$W_{сон.}$  – теплота сонячного випромінювання, що поглинається 1 м провода в одиницю часу,  $\text{Вт}$ ;

$d_{np}$  – діаметр провода, м.

Для визначення теплоти сонячного випромінювання, що поглинається проводом, існує декілька моделей [23].

Теплота сонячного випромінювання визначається рівнянням:

$$W_{сон.} = \varepsilon_n k_n d_{np} W_p \sin \Psi_c, \quad (2.2)$$

де  $\varepsilon_n$  – коефіцієнт поглинання,  $\varepsilon_n = 0,6$ ;

$k_n$  – коефіцієнт, що враховує висоту над рівнем моря;

$W_p$  – інтенсивність сумарної радіації (прямої і відбитої),  $\text{Вт}/\text{м}^2$ ;

$\Psi_c$  – активний кут нахилу сонячних променів.

При випромінюванні кількість тепла, що передається, пропорційна різниці абсолютних температур в четвертому ступені. Оскільки проводи не нагріваються вище за температуру  $70^0\text{C}$ , то роль випромінювання незначна.

Коефіцієнт тепловіддачі випромінюванням визначається по формулі Стефана-Больцмана:

$$\beta_{вип.} = \frac{5,6\varepsilon}{t_{np.}^0 - t_{o.c.}^0} \left[ \left( \frac{273 + t_{np.}^0}{100} \right)^4 - \left( \frac{273 + t_{o.c.}^0}{100} \right)^4 \right], \quad (2.3)$$

де  $\varepsilon$  – постійна випромінювання (міра чорноти провода).

Постійна випромінювання залежить від матеріалу і стану поверхні провода. За різними літературними даними [21, 24] вона може змінюватися від 0,11 для чистого алюмінію до 0,8 для окисленого і забрудненого, при

цьому виміряти цей параметр в умовах експлуатації важко. Теплопровідність теж грає малу роль при охолодженні провідників, що розташовані в повітрі, оскільки повітря, що оточує їх, має низьку теплопровідність. Тому головну роль при охолодженні таких провідників відіграє конвекція – перенесення тепла потоком повітря. Коефіцієнт тепловіддачі конвекцією в загальному вигляді визначається виходячи із рівнянь конвективного теплообміну:

$$N_u = f(R_e, P_r), \quad (2.4)$$

де  $N_u$  – критерій Нуссельта, що визначає коефіцієнт тепловіддачі;

$R_e$  – критерій Рейнольдса, що визначає вплив швидкості охолоджуючого середовища на конвекційний теплообмін;

$P_r$  – критерій Прандтля, що визначає властивості охолоджуючого середовища для повітря цей критерій можна вважати постійним в діапазоні температур від  $-50$  до  $+40$   $^{\circ}\text{C}$ .

При різних значеннях критерію Рейнольдса функція (2.4) може мати різний вигляд. При деякому критичному значенні (зазвичай  $R_e = 5$ ) вважається, що конвекція перестає бути вимушеною і стає вільною, при цьому замість критерію Рейнольдса використовується критерій Грасгофа ( $G_r$ ), що характеризує протікання вільної конвекції. Проте в реальних умовах завжди є деякий рух повітря. Згідно з літературними джерелами при антициклонному характері погоди мінімальну швидкість вітру можна прийняти рівною  $0,6$  м/с, при циклонному характері погоди –  $2$  м/с [23]. Рекомендується приймати мінімальну швидкість вітру  $0,6$  м/с.

Більшість авторів [21, 24] погоджуються з тим, що при малих швидкостях вітру ( $< 5$  м/с) витою структура провода практично не впливає на тепловіддачу і його можна розглядати як гладкий циліндр в повітряному потоці, при цьому коефіцієнт тепловіддачі конвекцією розраховується за виразом:

$$\beta_{\text{кон.}} = 3,5k_{\psi} \sqrt{\frac{v}{d_{\text{пр.}}}}, \quad (2.5)$$

де  $k_{\psi}$  – коефіцієнт залежності тепловіддачі при конвективному теплообміні від кута атаки вітру;

$v$  – швидкість вітру, м/с.

Коефіцієнт тепловіддачі конвекцією є найбільш невизначеним параметром рівняння (2.1), проте, що істотно впливає на значення допустимого навантаження. Але головним чинником, що впливає, в тепловіддачі конвекцією в мережах 10(6) – 0,38 кВ, є температура провoda, оскільки середньорічна швидкість вітру по Україні не перевищує 4 м/с, тобто швидкість вітру практично не впливає на охолодження провoda.

Так в [26, 28] показано, що для провodів малих перерізів вплив швидкості вітру і вологості не настільки істотні, як вплив температури оточуючого середовища на величину втрат електричної енергії, облік якої дає можливість точніше розраховувати технічні втрати в мережі. Так облік температури провoda дозволяє уточнити середньорічні втрати до 8%, а вплив швидкості вітру всього до 0,4 %, що лежить в межах похибки приладів обліку.

Оскільки тепловіддача випромінюванням і теплопровідністю незначні, а швидкістю вітру у зв'язку із складною топологією мережі і неможливістю визначити його в реальному часі можна нехтувати, тоді рівняння теплового балансу в загальному вигляді можна представити, як:

$$I^2 R = cF(t_{np}^0 - t_{o.c}^0), \quad (2.6)$$

де  $I$  – струм, що протікає провodom, А;

$R$  – опір провoda, Ом;

$F$  – площа поверхні провoda, м<sup>2</sup>;

$c$  – коефіцієнт тепловіддачі, що дорівнює кількості тепла, що відводиться за 1 с із 1 м<sup>2</sup> поверхні провoda при різниці температур провoda та оточуючого середовища в 1<sup>0</sup>, Вт/м<sup>2</sup>·<sup>0</sup>С;

Ліва частина рівняння є кількістю тепла, що виділилося, в кожену секунду часу, а права – кількість тепла, що віддається в довкілля. Оскільки

передача тепла здійснюється переважно через конвекцію [23, 28], тоді і опір проводу змінюватиметься в залежності від температури довкілля:

$$R = R_{20}(1 + \alpha(t_{np}^0 - 20)). \quad (2.7)$$

З (2.6) і (2.7) видно, що опір  $R$  залежить від температури оточуючого середовища, а втрати ще залежать і від значення струму, що протікає по провідникові. У [20] наголошується важливість наявності інструменту безперервного контролю температури проводу для повнішого використання здатності навантаження повітряних ліній і підкреслюється, що зараз не представляється можливим обладнати всі лінії датчиками температури. Пропонується, як раніше було запропоновано [23, 28] розраховувати температуру проводу на підставі рівняння теплового балансу для усталеного теплового режиму з врахуванням впливу на нагрів проводу як температури довкілля, так і величини струму, що протікає по проводу.

Одним з напрямів підвищення точності розрахунку змінних втрат електричної енергії в повітряних лініях електропередачі є визначення активних опорів проводів з врахуванням робочого струму, що протікає по лініях, температури довкілля і швидкості вітру. Перспективним напрямом підвищення точності розрахунку питомих опорів, як наголошується в [24] може стати автоматична реєстрація в умовах експлуатації температури проводу за допомогою спеціалізованих засобів контролю температури проводу з подальшим обліком цієї температури при розрахунку опору проводу.

### 2.3 Аналіз можливих заходів зі зниження втрат електричної енергії

Відомо, що втрати електричної енергії в розподільній електричній мережі є найважливішим показником економічності роботи мережі, наочним індикатором стану системи обліку електричної енергії, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій [28, 29].

Цей індикатор все виразніше свідчить про проблеми, що накопичуються, які вимагають невідкладних рішень в області розвитку, реконструкції і технічного переозброєння розподільних електричних мереж, вдосконалення методів і засобів їх експлуатації і управління, підвищення точності обліку електричної енергії, ефективності збору грошових коштів за поставлену споживачам електроенергію.

На думку міжнародних експертів, відносні втрати електричної енергії при її передачі і розподілі в розподільних мережах в більшості країн можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4 – 5%. Втрати електричної енергії на рівні 10% можна вважати максимально допустимими з точки зору фізики передачі електричної енергії по мережах [29]. Це підтверджується і до кризовим рівнем втрат електричної енергії у більшості енергосистем колишнього СРСР, який не перевищував, як правило, 10%.

Оскільки сьогодні цей рівень виріс в 1,5-2, а по окремим електромережам – навіть в 3 рази, очевидно, що проблема зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах не лише не втратила свою актуальність, а навпаки – висунулася в одне із завдань забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій.

Типовий перелік заходів зі зниження втрат електричної енергії в розподільній мережі досить добре відомий і включений в галузевий нормативний документ [26] і галузеву інструкцію [23].

Як показують розрахунки, основний ефект в зниженні технічних втрат електричної енергії може бути отриманий за рахунок технічного переозброєння, реконструкції, підвищення пропускної спроможності і надійності роботи розподільних мереж, збалансованості їх режимів, тобто за рахунок впровадження капіталоемних заходів. Ці заходи знайшли відображення в концепціях розвитку та переозброєння електричних мереж України.

Очевидно, на найближчу перспективу залишаться актуальними:

- оптимізація режимів роботи мереж за активною і реактивною потужністю;
- регулювання напруги в мережах;
- оптимізація завантаження трансформаторів;
- виконання робіт під напругою.

До пріоритетних заходів по зниженню технічних втрат електричної енергії в розподільних мережах 0,38-6(10) кВ відносяться наступні [28, 29]:

- використання 10 кВ в якості основної напруги розподільних мереж;
- скорочення радіусу дії і будівництво ПЛ (0,38 кВ) в трифазному виконанні по усій довжині;
- застосування ізолюваних і захищених проводів ПЛ напругою 0,38-10 кВ;
- використання максимального допустимого перерізу проводів в електричних мережах напругою 0,38-10 кВ з метою адаптації їх пропускної спроможності до зростання навантажень впродовж усього терміну служби;
- розробка і впровадження нового, економічнішого електрообладнання, зокрема, розподільних трансформаторів зі зменшеними активними і реактивними втратами холостого ходу,
- застосування вбудованих в комплектні трансформаторні підстанції і в закриті трансформаторні підстанції конденсаторних батарей;
- застосування щоглових трансформаторів малої потужності (6-10/0,4 кВ) для скорочення протяжності мереж напругою 0,38 кВ і втрат електричної енергії в них;
- ширше використання обладнання автоматичного регулювання напруги під навантаженням, вольтододаткових трансформаторів, засобів місцевого регулювання напруги для підвищення якості електричної енергії і зниження її втрат;
- комплексна автоматизація і телемеханізація розподільних мереж, застосування комутаційних апаратів нового покоління, засобів дистанційного визначення місць ушкодження в електричних мережах для скорочення тривалості ремонтних і після аварійних режимів, пошуку та ліквідації аварій;
- підвищення достовірності вимірів в розподільних мережах на основі використання нових інформаційних технологій, автоматизації обробки телеметричної інформації.

Необхідно сформулювати нові підходи до вибору заходів зі зниження технічних втрат і оцінці їх порівняльної ефективності в умовах акціонування

енергетики, коли рішення по вкладенню коштів приймаються вже не з метою досягнення максимуму «народногосподарського ефекту», а з метою отримання максимуму прибутку енергопостачальної організації (обленерго), досягнення запланованих рівнів рентабельності виробництва, розподілення електричної енергії і тому подібне [28, 29].

В умовах загального спаду навантаження і відсутності засобів на розвиток, реконструкцію і технічного переоснащення розподільних мереж стає усе більш очевидним, що кожна вкладена гривня в удосконалення системи обліку сьогодні окупається значно швидше ніж витрати на підвищення пропускної спроможності мереж і навіть на компенсацію реактивної потужності. Вдосконалення обліку електричної енергії в сучасних умовах дозволяє отримати прямий і досить швидкий ефект.

А саме, за оцінками фахівців, тільки заміна старих, переважно «малоамперних» однофазних лічильників класу 2,5 на нові класу 2,0 підвищує збирання коштів за передану споживачам електроенергію на 10-20%.

Вирішальне значення при виборі тих або інших заходів із удосконалення обліку мають розрахунки і аналіз допустимого і фактичного небалансу електричної енергії на електростанціях, підстанціях і в електричних мережах відповідно до типової інструкції [20]. Тому необхідно розробити математичну модель оптимального вибору заходу, який задовольняв би ряду критеріїв, як зі зниження втрат, так і за показниками якості електроенергії.

За результатами аналізу визначено основні напрямки підвищення точності та ефективності моніторингу втрат електричної енергії в розподільних мережах, одним з яких є розробка методу розрахунку втрат електричної енергії з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі та розробка програмних і технічних засобів їх вимірювання.

Завдяки врахуванню впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі з'являється можливість точніше нормувати технічні втрати.

Одним з недоліків, який стримує розробку механізму впливу на втрати електричної енергії і подальше вдосконалення його ефективності, є те, що впровадження інформаційних технологій в розподільних мережах відстає від рівнів можливостей сучасних технічних засобів оперативного контролю, збору, обробки, зберігання, передачі інформації і, що саме головне, швидкості прийняття оптимальних рішень в управлінні режимами розподільних мереж.

Розглянуто методи, програмні та технічні засоби розрахунку втрат електричної енергії в розподільних мережах. Всі методи розрахунку втрат електричної енергії будуються залежно від доступності вихідної інформації та очікуваної точності. Незважаючи на широкі можливості програмних та технічних засобів визначення втрат електричної енергії, а також точність методів розрахунку втрат електричної енергії, всі вони мають істотний недолік – не враховують вплив температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі в реальному часі [28].

Для досягнення високого рівня ефективності системи оперативного визначення втрат електричної енергії необхідно розробити нові програмно-технічні комплекси (ПТК) та технічні засоби збору і передачі інформації, розробити математичну модель і адаптований до бази даних метод визначення втрат електричної енергії в розподільних мережах з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі.



### 3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ

#### 3.1 Аналіз існуючих методів розрахунку втрат електричної енергії

Значну роль і значення рівня обсягів втрат електроенергії в утворенні тарифів видно з того, що у вартості передачі електроенергії складова вартості втрат має велику питому вагу [9].

У «Правилах технічної експлуатації електричних станцій і мереж» [10] основною нормованою величиною в мережі встановлена технологічна витрата електроенергії на її передачу і розподіл – втрати електроенергії в мережах. На сьогоднішній день залежно від повноти інформації про параметри режиму мережі для визначення втрат електроенергії рекомендується використовувати методи, що наведені в таблиці 3.1 [19, 20].

Таблиця 3.1– Методи розрахунку втрат електроенергії в мережах 0,38-10 кВ

Назва метода	Формула	Складові, що водять у формулу
1	2	3
Метод по-елементних розрахунків	$\Delta W_i = 3\Delta t \sum_{j=1}^k R_j \sum_{i=1}^n I_{ij}^2$	$k$ – кількість елементів мережі; $\Delta t$ – інтервал часу між послідовними замірами навантаження елементів; $n = T/\Delta t$ – кількість інтервалів; $T$ – звітний період часу; $I_{ij}$ – середнє значення струму $j$ -го елемента із опором $R_j$ на $i$ -му інтервалі часу.
Метод характерних режимів	$\Delta W_i = \sum_{j=1}^l \Delta P_j t_j$	$\Delta P_j$ – навантажувальні втрати потужності в мережі у $j$ -му режимі тривалістю $t_j$ годин; $l$ – кількість режимів.
Метод характерних діб	$\Delta W_i = \sum_{i=1}^m \Delta W_i^d D_{екв}$	$m$ – число характерних діб, втрати електроенергії протягом яких, розраховані втрати за відомими графіками у вузлах мережі, що становлять $\Delta W_i^c$ ; $D_{екв}$ – еквівалентна тривалість протягом року $i$ -го характерного графіка (кількість діб).

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
Метод числа годин максимальних витрат	$\Delta W_i = \Delta P_{max} \tau$	$\Delta P_{max}$ – втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі; $\tau$ – число годин максимальних витрат
Метод середніх навантажень	$\Delta W_i = \Delta P_{сер} \cdot k_{\phi}^2 T$	$\Delta P_{сер}$ – втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях вузлів (або мережі в цілому) за час $T$ ; $k_{\phi}$ – коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

Метод по-елементних розрахунків рекомендується як основний для окремих ліній і трансформаторів, втрати електроенергії в яких істотно залежать від транзитних перетікань.

Метод характерних режимів рекомендується для розрахунку втрат електроенергії в транзитній електричній мережі за наявності телеінформації про навантаження вузлів, що періодично передається суб'єктові енергетики.

Метод характерної доби рекомендується як основний для розрахунку втрат електроенергії в замкнених електричних мережах 110 кВ і вище, не беруть участь в обміні потужністю. Допускається вживання методу числа годинника максимальних витрат електроенергії.

Метод середніх навантажень рекомендується як основний для розімкнених електричних мереж 6-150 кВ за наявності даних про електроенергію на головній ділянці електричної мережі за даний період. Допускається застосування методу числа годин максимальних витрат електроенергії.

Ймовірно-статистичні методи рекомендуються для визначення втрат електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ і виявлення залежностей втрат електроенергії від основних чинників, що впливають, в електричних мережах всіх класів напруги [21, 25].

Проаналізовані вище методи визначення електричних втрат для відповідного часу і стану, як обчислювальних засобів, так і можливостей оперативно-інформаційного забезпечення були виправдані і дозволяли в

певній мірі виконувати оцінку втрат електроенергії в електричній мережі. Але погрішності, що виникають при використанні цих методів, не дозволяють використовувати їх ефективно в даний час.

Необхідно застосовувати більш точні і більш сучасні методи розрахунку. Застосування цих методів вимагає розробки нових моделей розрахунку, що враховують температуру проводу та величину струму, що протікає в проводі.

## 3.2 Модель розрахунку технологічних втрат електричної енергії

### 3.2.1 Математичне моделювання нормальних режимів розподільних мереж

Автоматизація мереж забезпечує вирішення основних завдань управління – досягнення економічності, якості електроенергії, надійності електропостачання споживачів. Даний процес вимагає своєчасного і надійного інформаційного забезпечення, складовою частиною якого є визначення параметрів усталених режимів мережі з допомогою спеціалізованих програмних засобів [30, 31].

На рисунку 3.1 показана структурна схема автоматизованого аналізу усталених режимів розподільної мережі. Вона передбачає проведення розрахунків в наступних випадках:

- за викликом інших програм, зокрема оцінювання втрат електроенергії, і розробка заходів щодо їх зниження, що реалізовані у вигляді оперативно-інформаційного комплексу (ОІК);

- автоматично з періодом, який задається таймером, або при зміні незалежних параметрів режиму – навантажень споживачів, температури довкілля і тому подібне – вище за порогові значення;

- за ініціативою диспетчера, як інформаційний засіб, або як засіб адаптації енергозберігаючих заходів шляхом імітації їх впровадження в розподільні мережі.

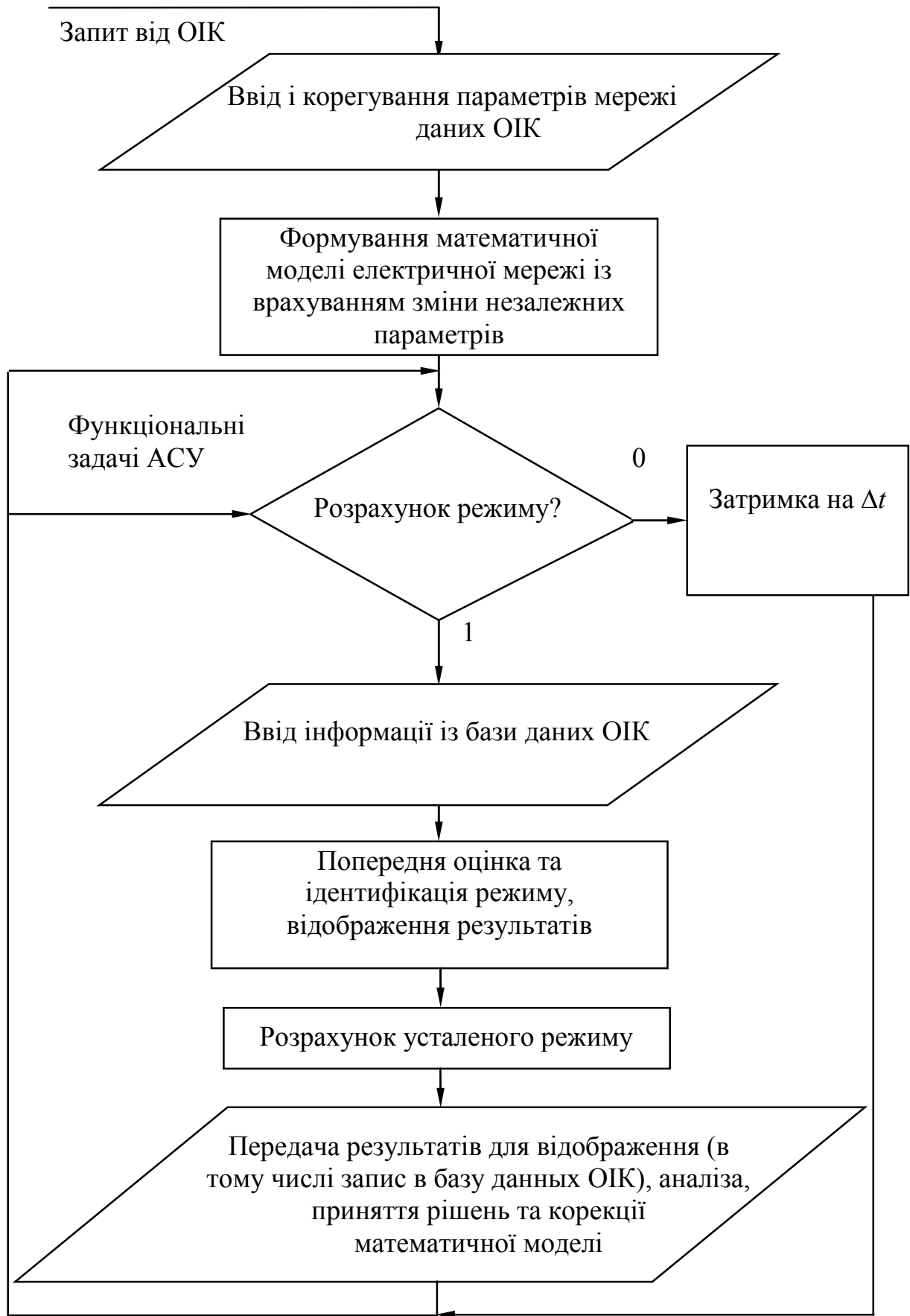


Рисунок 3.1 – Структурна схема автоматизованого визначення усталених режимів розподільних мереж

Збільшення частоти розрахунків та зміна джерел і форм вхідних даних потребує нової організації розрахунку нормальних режимів мереж і адаптації відомих методів розв'язання рівнянь станів до нових умов.

Точність моделювання режимів залежить від достовірності та повноти вихідної інформації. В електричних мережах добре відома задача оцінювання стану усталеного режиму енергосистеми за даними телевимірювань чи контрольного вимірювання. Із теорії оцінювання відомо, що режим системи може бути розрахований за достатнього обсягу вимірювань та правильного розміщення пристроїв обліку в мережі [30,31].

За наявності інформації в момент часу  $t$  від встановленого в точці « $i$ » пристрою обліку (значення напруги  $U_i$ , струму  $I_i$ ,  $\cos\varphi_i$ ), псевдовиміряні значення цих параметрів для точки « $j$ », де не встановлений пристрій обліку, задаються, виходячи з досвіду експлуатації, а також на основі інформації про параметри елементів даної ділянки мережі.

Виконавши розрахунок послідовно для усіх ділянок мережі, з метою уточнення розрахунку за наявності псевдовимірювань параметрів режиму для ділянок, прилади обліку на яких відсутні, виконується «зворотній хід» розрахунку. Причому на цьому етапі розрахунку значення опору ділянки лінії  $r_l$  уже враховує нагрівання проводів струмом  $I$ , що протікає на ділянці, та температуру навколишнього середовища  $t_{np}^0$ , і таким чином уточнюються значення струмів та втрат потужності на ділянках лінії, отримані на «прямому ході».

Для вирішення задачі розрахунку параметрів режиму розподільних мереж з урахуванням часових обмежень, яка може бути описана системою нелінійних рівнянь використано метод Ньютона. Його перевагою є те, що рішення отримують з меншою кількістю ітерацій. Але під час розрахунків розподільних мереж великих розмірів з навантаженням, що динамічно змінюється, та змінними пасивними параметрами виникають труднощі, пов'язані з необхідністю постійного коригування матриці чутливості (Якобі).

Для проведення розрахунків використовується математична модель розрахунку усталених режимів методом вузлових напруг [32]:

$$\sqrt{3} \dot{U}_o \dot{I} = \dot{S};$$

$$F(\dot{U}) = \dot{Y} \dot{U} - \sqrt{3} \dot{I} + \dot{Y}_a \dot{U}_a = 0, \quad (3.1)$$

де  $\dot{S}$  – вектор потужностей джерел або споживачів, що приєднані до вузлів розподільних мереж;

$\dot{U}_a$  – діагональна матриця напруг у вузлах;

$\dot{I}$  – вектор струмів, що задаються у вузлах;

$\dot{Y}$  – матриця вузлових провідностей розподільних мереж без базисного вузла;

$\dot{Y}_a$  – вектор взаємних провідностей базисного вузла, кожен елемент

якого дорівнює  $\dot{Y}_{oi} = -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n+1} \dot{Y}_{i,j}$ ;

$\dot{U}$  – вектор напруги у вузлах;

$\dot{U}_a$  – напруга в базисному вузлі;

$n$  – кількість вузлів розподільних мереж без базисного.

Матриця  $\dot{Y}$  визначається параметрами пасивних елементів мережі, які залежать від температури навколишнього середовища та режиму розподільної мережі, та входить складовою частиною в матрицю чутливості Якобі у випадку використання для аналізу режиму розподільної мережі методу Ньютона. Тому логічно виникає задача оцінки впливу вказаних факторів на характер проходження ітераційних процесів розрахунку ustalених режимів розподільних мереж [31, 32].

Оскільки вектор-функція  $\sqrt{3} \dot{I} = \dot{U}_a^{-1} \dot{S}$  неаналітична, і не можна визначити матрицю Якобі в комплексних координатах, її перетворюють в дійсну площину. З урахуванням того, що  $Y = G - jB$ , модель (3.1) прийме вигляд:

$$F(U', U'') = \begin{vmatrix} B & G \\ G & -B \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} U'' \\ U' \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} J' \\ J'' \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} G_a & U_a \\ -B_a & U_a \end{vmatrix} = 0,$$

$$J' + jJ'' = \bar{U}_a^{-1} \bar{S}, \quad (3.2)$$

$$U' + jU'' = \dot{U},$$

де  $G_a, B_a$  – складові вектора  $\dot{Y}_a$ .

Математична модель розрахунку ustalених режимів розподільних мереж методом вузлових напруг на  $k$ -ій ітерації методу Ньютона має вигляд

$$\frac{\partial F}{\partial U}(U^{(k)}, U''^{(k)}) \cdot \begin{vmatrix} \Delta U'^{(k)} \\ \Delta U''^{(k)} \end{vmatrix} = - \begin{vmatrix} F'(U^{(k)}, U''^{(k)}) \\ F''(U^{(k)}, U''^{(k)}) \end{vmatrix}, \quad (3.3)$$

де  $\frac{\partial F}{\partial U}(U^{(k)}, U''^{(k)})$  – матриця чутливості (Якобі);

$\Delta U'^{(k)}, \Delta U''^{(k)}$  – вектор зміни дійсної та уявної складових напруг;

$F'(U^{(k)}, U''^{(k)}), F''(U^{(k)}, U''^{(k)})$  – небаланси дійсних та уявних складових

струмів.

Матриця Якобі формується з урахуванням форми запису вхідної моделі (3.2) у відповідності до виразу:

$$\frac{\partial F}{\partial U} = \begin{vmatrix} \frac{\partial F'}{\partial U''} & \frac{\partial F'}{\partial U'} \\ \frac{\partial F''}{\partial U''} & \frac{\partial F''}{\partial U'} \end{vmatrix}, \quad (3.4)$$

її елементи визначаються за виразами:

$$\frac{\partial F'_i}{\partial U''_i} = B_{ii} + \Delta B_{ii} - D_i; \quad \frac{\partial F'_i}{\partial U'_i} = G_{ii} + \Delta G_{ii} + A_i; \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial F_i'}{\partial U_j''} = -B_{ij} - \Delta B_{ij}; \quad \frac{\partial F_i'}{\partial U_j'} = G_{ij} + \Delta G_{ij}; \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial F_i''}{\partial U_i''} = G_{ii} + \Delta G_{ii} - A_i; \quad \frac{\partial F_i''}{\partial U_i'} = -B_{ii} - \Delta B_{ii} - D_i; \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial F_i''}{\partial U_j''} = G_{ij} + \Delta G_{ij}; \quad \frac{\partial F_i''}{\partial U_j'} = B_{ij} + \Delta B_{ij}; \quad (3.8)$$

$$A_i = \frac{P_i(U_i'^2 - U_i''^2) + 2 \cdot Q_i \cdot U_i' \cdot U_i''}{U_i^4}; \quad (3.9)$$

$$D_i = \frac{Q_i(U_i'^2 - U_i''^2) - 2 \cdot P_i \cdot U_i' \cdot U_i''}{U_i^4}, \quad (3.10)$$

де  $\Delta G_{ij}$ ,  $\Delta B_{ij}$  – поправки до елементів  $i$ - $j$  матриць, відповідно, активних і реактивних вузлових провідностей, що обумовлені зміною активного опору гілки  $i$ - $j$  схеми заміщення мережі  $\Delta R_{ij}$  під впливом температури оточуючого середовища і протікання робочого струму:

$$\Delta G_{ij} = \frac{K1_{ij} \Delta R_{ij}^2 + K2_{ij} \Delta R_{ij}}{K5_{ij} \Delta R_{ij}^2 + K6_{ij} \Delta R_{ij} + K7_{ij}}; \quad \Delta B_{ij} = \frac{K3_{ij} \Delta R_{ij}^2 + K4_{ij} \Delta R_{ij}}{K5_{ij} \Delta R_{ij}^2 + K6_{ij} \Delta R_{ij} + K7_{ij}}; \quad (3.11)$$

$$K1_{ij} = -R_{ij}; \quad K2_{ij} = -R_{ij}^2 + X_{ij}^2; \quad (3.12)$$

$$K3_{ij} = -X_{ij}; \quad K4_{ij} = -2R_{ij}X_{ij}; \quad (3.13)$$

$$K5_{ij} = R_{ij}^2 + X_{ij}^2; \quad K6_{ij} = 2R_{ij}(R_{ij}^2 + X_{ij}^2); \quad K7_{ij} = (R_{ij}^2 + X_{ij}^2)^2, \quad (3.14)$$



де  $\Delta G_{ii}$ ,  $B$  – поправки до власних провідностей  $i$ -го вузла схеми мережі, відповідно, активним и реактивним, які обумовлені зміною опорів в сукупності приєднаних віток через вказані вище фактори:

$$\Delta G_{ii} = \sum_{j \in M_i} \Delta G_{ij}; \Delta B_{ii} = \sum_{j \in M_i} \Delta B_{ij}, \quad (3.15)$$

де  $M_i$  – множина віток схеми заміщення мережі, що приєднані до  $i$ -го вузла.

Врахуванням введених позначень вираз для матриці Якобі (3.3) можна записати наступним чином [32]:

$$\frac{\partial F}{\partial U} = \begin{vmatrix} B + B_{\Delta} - D & G + G_{\Delta} + A \\ G + G_{\Delta} - A & -B - B_{\Delta} - D \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} B & G \\ G & -B \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} B_{\Delta} & G_{\Delta} \\ G_{\Delta} & -B_{\Delta} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} -D & A \\ -A & -D \end{vmatrix}, \quad (3.16)$$

де  $B_{\Delta}$ ,  $G_{\Delta}$  – матриці, що подібні за структурою до складових матриці вузлових провідностей  $B$ ,  $G$ , елементами яких є, відповідно,  $\Delta B_{ij}$  и  $\Delta G_{ij}$  із (3.6);

$A$  і  $D$  – діагональні матриці, елементами яких є, відповідно,  $A_i$  і  $D_i$ , які визначаються із (3.9-3.10).

Таким чином, матриця Якобі має три складові

$$\frac{\partial F}{\partial U} = Y + Y_{\Delta}(R_{\Delta}) + V(P, Q, U), \quad (3.17)$$

де  $R_{\Delta}$  – вектор-стовбець поправок активних опорів гілок схеми заміщення розподільної мережі, що обумовлені впливом зміни температури навколишнього середовища та режиму роботи розподільної мережі.

Перша складова – матриця вузлових провідностей – постійна. Вона не залежить від параметрів режиму розподільної мережі і визначається тільки довідниковими параметрами системи (мережі) [32].

Друга складова – змінна. Вона залежить від зміни температурних умов роботи основного обладнання розподільної мережі і, відповідно, активних опорів його схем заміщення.

Третя складова – також змінна і залежить від потужностей навантаження та генерації у вузлах і вузлових напруг, які змінюються з часом.

Розділення матриці Якобі на три складових дає можливість спростити алгоритм її формування і коригування в процесі автоматизованого розрахунку і аналізу усталених режимів розподільної мережі, коли дані телевимірювання використовуються як початкові дані.

Таким чином, урахування температури навколишнього середовища в моделі усталеного режиму розподільної мережі є додатковим фактором, який за певних умов (зменшення активних опорів елементів схеми заміщення) забезпечує удосконалення структури матриці Якобі, що в свою чергу призводить до зменшення дисперсії власних значень матриці та покращення обумовленості системи.

Як показав аналіз [32, 33] в основу алгоритму розрахунку втрат доцільно покласти метод по-елементного розрахунку, який є найбільш точним і дозволяє враховувати втрати в кожному елементі електричної мережі. Але на сьогоднішній день він має істотні недоліки:

- відсутність методичного і програмного забезпечення оперативного розрахунку втрат електричної енергії залежно від впливу температури довкілля і величини струму, що протікає, на опір елементів мережі;

- відсутність технічних засобів автоматизованого контролю температури довкілля з подальшою передачею інформації, що бере участь в розрахунковій моделі.

Відомо, що в розрахункових моделях до теперішнього часу використовувалися довідкові дані параметрів мереж (ПЛ, трансформатори і т.д.) у фіксованому вигляді, приведені до температури навколишнього повітря  $20^{\circ}\text{C}$ . Такий підхід до певної міри був виправданий, оскільки не були розроблені ні методологічні, ні технічні засоби моніторингу температури довкілля в темпі розрахунків режимів [32-35].

Насправді значення температури значно змінюються протягом року і навіть доби. Тому розрахункові моделі втрат повинні в алгоритмічній частині враховувати ці зміни в темпі розрахунку [32, 33]. Графік залежності опору провода від температури довкілля приведений на рисунку 3.2.

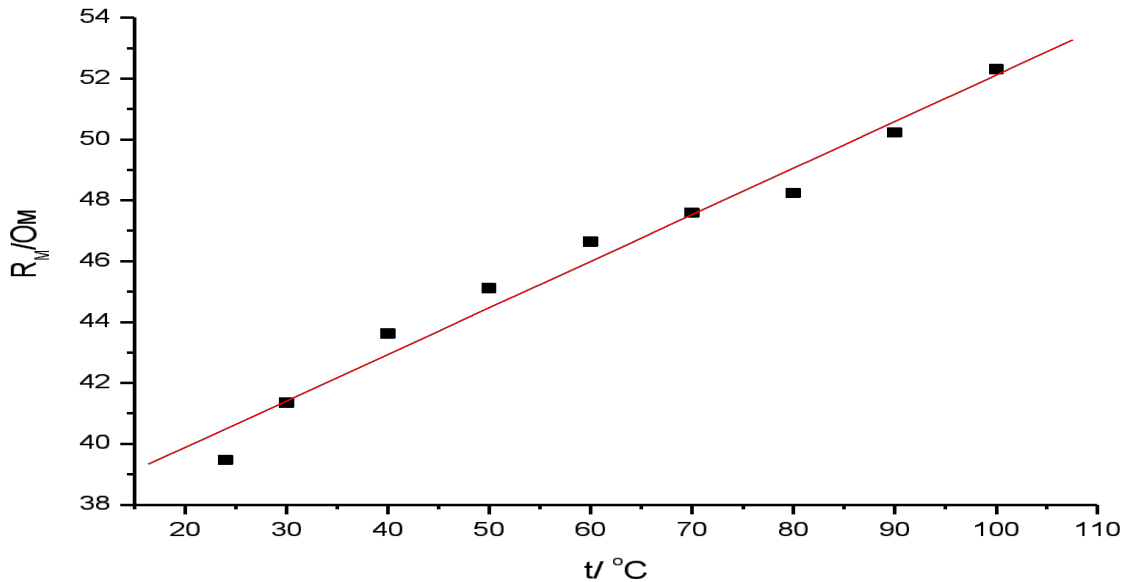


Рисунок 3.2 – Залежність опору провoda (АС 50 довжиною 1 км) від температури повітря

Із наведеного графіка видно, що при зміні температури на  $1^{\circ}\text{C}$  опір провoda змінюється на 0,35%. А в діапазоні зміни температури від  $-20$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ , опір змінюється на 20,7%. Що в значній мірі впливає на втрати електроенергії.

Алгоритмічна частина розрахунку повинна враховувати втрати в кожному елементі мережі. У зв'язку з цим пропонується вдосконалений метод по-елементного розрахунку втрат електричної енергії. При розрахунку температури провoda необхідно враховувати, що його температура залежить не тільки від температури навколишнього середовища, але і від струму навантаження

$$t_{np}^0 = t_{н.с.}^0 + t^0(I) = t_{н.с.}^0 + \frac{1 + \alpha(t_{н.с.}^0 - 20)}{2c\sqrt{\pi F} I_j^2 R_{20j}}, \quad (3.18)$$

- де  $t_{н.с.}^0$  – температура навколишнього середовища (повітря);  
 $t^0(I)$  – температура провoda обумовлена нагріванням струмом;  
 $\alpha$  – температурний коефіцієнт опору;  
 $c$  – коефіцієнт тепловіддачі провoda, що враховує всі види тепловіддачі;  
 $F$  – площа перерізу провoda;  
 $I_j$  – струм, що протікає по провoda;  
 $R_{20j}$  – опір провoda при температурі  $20^{\circ}\text{C}$ .

Вираз для визначення втрат електричної потужності на  $j$ -тій ділянці розподільної мережі запишеться

$$\Delta P = I_j^2 R_{20j} \left( 1 + \alpha \left( t_{н.с.}^0 + \frac{1 + \alpha(t_{н.с.}^0 - 20)}{\frac{2c\sqrt{\pi F}}{I_j^2 R_{20j}} - \alpha} \right) \right). \quad (3.19)$$

При розрахунку втрат електричної енергії в мережах 6-10 кВ потрібно враховувати струми навантажень в кожній із трьох фаз, а також їхній вплив та вплив температури навколишнього середовища на величину опору елементів мережі

$$\Delta W = \sum_{y=1}^3 \left( \sum_{i=1}^k \left( \sum_{j=1}^n I_{yij}^2 R_{20ij} (1 + \alpha(t_{np}^0 - 20)) \right) \right), \quad (3.20)$$

де  $\gamma$  – фази А, В, С;

$I_{yij}$  – навантаження  $j$ -ї ділянки лінії фази  $\gamma$  опором  $R_{20ij}$  для  $i$ -го часу;

$t_{np}^0$  – температура проводу;

$\Delta t$  – дискретність одержання часових зрізів параметрів мережі;

$k, n$  – кількість, відповідно, часових зрізів за звітний період та ділянок розподільної мережі.

Перевагою даного підходу є отримання детальної інформації про режим роботи і втрати електроенергії з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі в кожному елементі розподільної мережі, що є необхідною умовою структурування технічних втрат з метою розробки енергозберігаючих заходів [32].

### 3.2.2 Модель для розрахунку втрат електроенергії

Для забезпечення максимальної адекватності розрахункової моделі мережі її формування повинне виконуватися з використанням всіх джерел інформації, і в

першу чергу, оперативно-інформаційного комплексу (ОІК) програмно-технічного комплексу (ПТК), як єдиного джерела даних про поточний стан об'єкту управління [25, 32]. Запропонована структура інформаційного забезпечення по реалізації такого підходу представлена на рисунку 3.3.

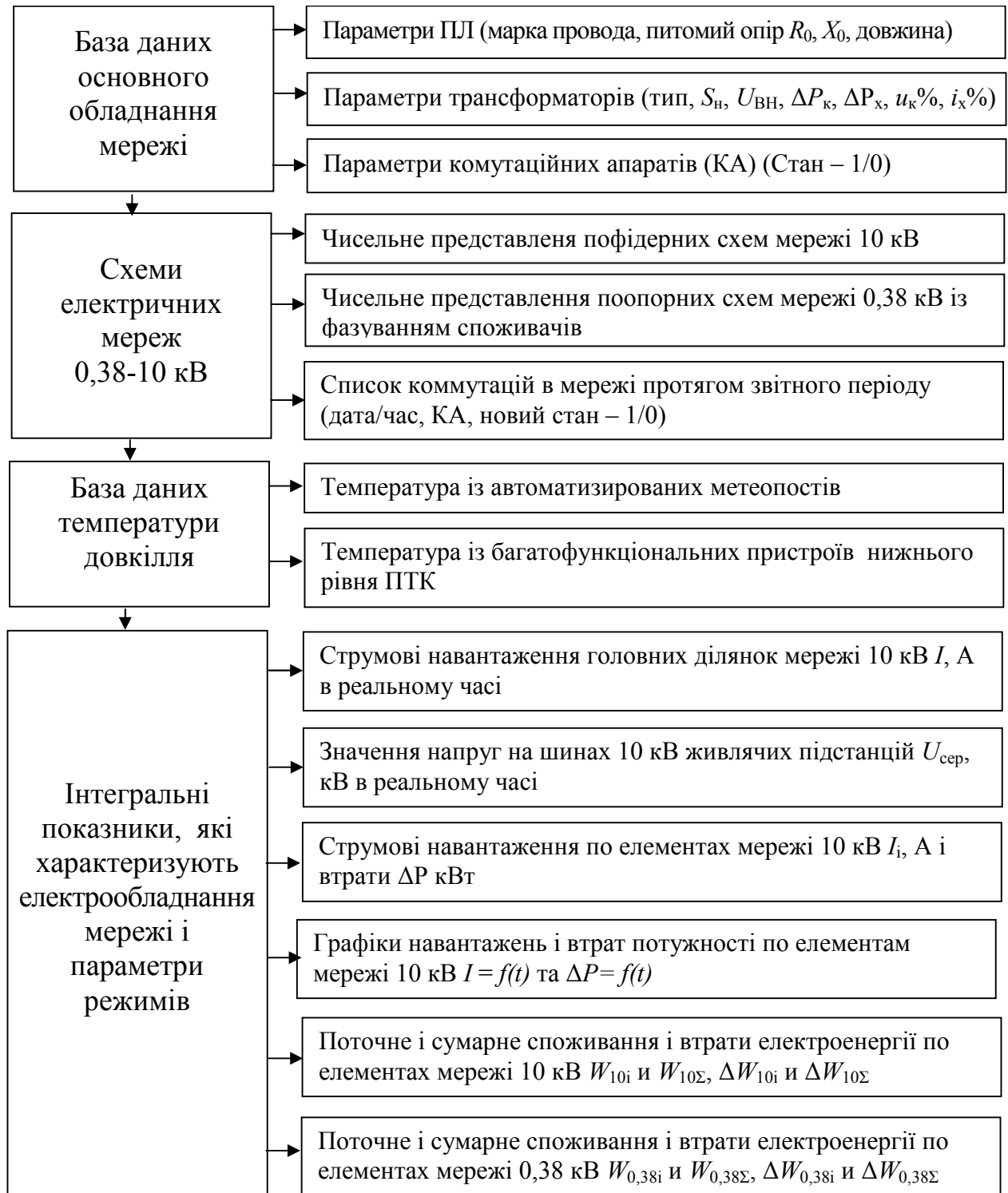


Рисунок 3.3 – Структура інформаційного забезпечення задачі розрахунку усталених режимів і моніторингу втрат електроенергії із врахуванням температури повітря довкілля в мережі 10 та 0,38 кВ

Для забезпечення максимальної адекватності розрахункової моделі мережі її формування повинне виконуватися. Формування розрахункової моделі мережі здійснюється в такій послідовності (рисунок 3.3). На етапі підготовки і впровадження ПТК необхідний всебічний аналіз складу і стану устаткування об'єкту управління і формування на його основі бази даних з параметрами [34]:

- ліній електропередачі, спираючись на каталожні дані і результати діагностування стану ПЛ;
- трансформаторів, виходячи з паспортних даних, результатів перевірок і післяремонтних випробувань;
- пристроїв компенсації реактивної потужності, на основі паспортних даних з врахуванням тривалості експлуатації;
- комутаційної апаратури з виділенням пристроїв, які можуть використовуватися для корекції схеми мережі.

Разом з тим адекватність отриманих результатів значною мірою залежить від якості розрахункової моделі мережі. Формування розрахункової моделі розподільної мережі відбувається в такій послідовності (рисунок 3.3).

На основі розрахункової моделі пропонується створення програмно-технічного комплексу з моніторингу параметрів режиму розподільної мережі та втрат електричної енергії з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі. Розглянуті нові підходи щодо удосконалення програмно-технічного комплексу (ПТК) за рахунок використання на нижньому рівні багатфункціональних мікропроцесорних пристроїв, які можуть здійснювати контроль параметрів режиму та температури навколишнього середовища з подальшою передачею інформації по GSM або GPRS-каналу та реалізацією додаткових функцій з моніторингу втрат електроенергії [36].

Підготовка вказаних баз даних має бути виконана особливо ретельно, оскільки вони є джерелом інформації для формування розрахункової моделі розподільної мережі в процесі функціонування ПТК і, таким чином, можуть вносити систематичну погрішність в результати визначення, аналізу і структуризації втрат електричної енергії.

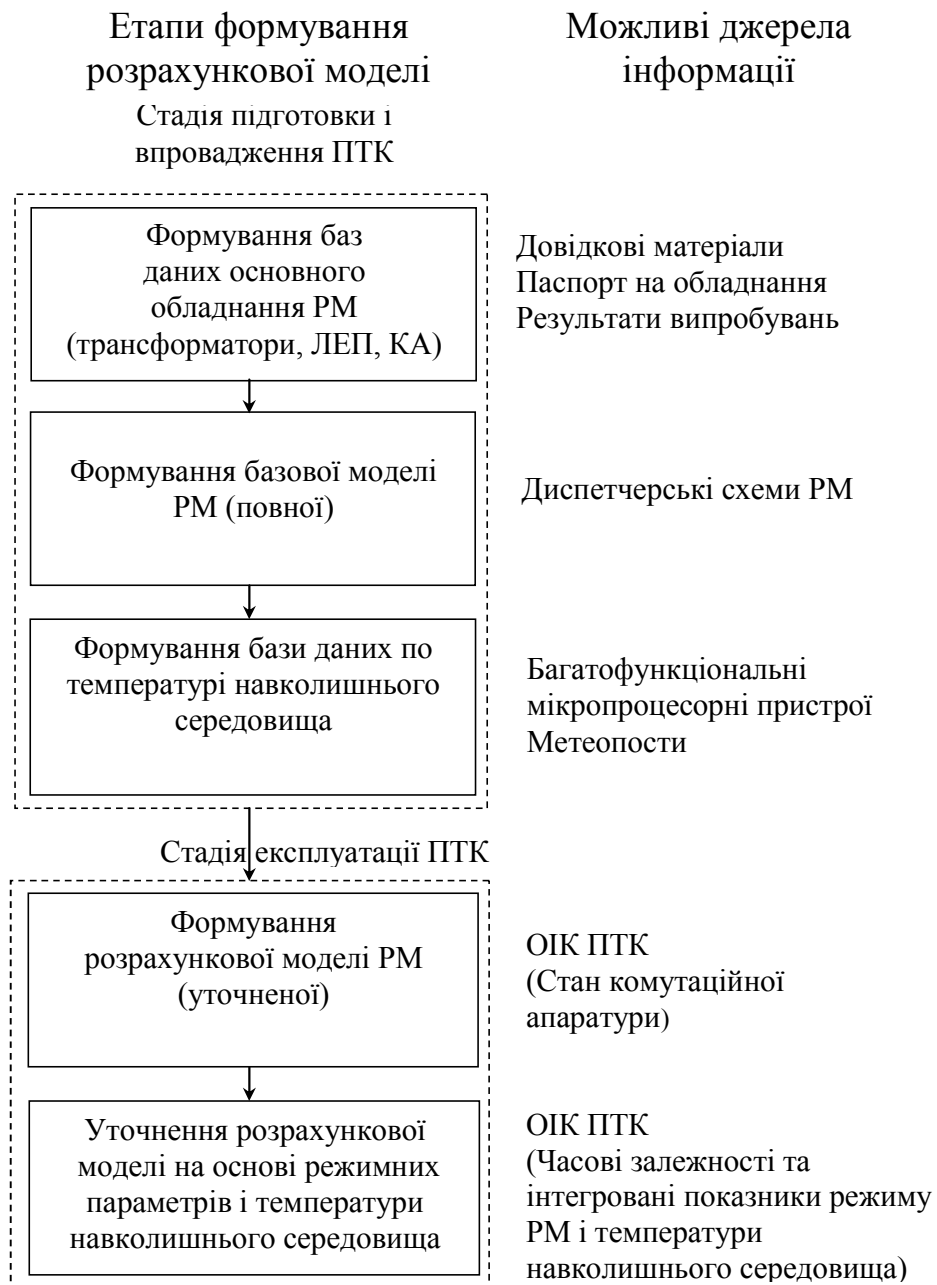


Рисунок 3.4 – Послідовність формування розрахункової моделі  
розподільної електричної мережі

Базова модель розподільної мережі є підготовленою відповідно до певних вимог інформацією про повну схему розподільної мережі, яка включає [36]:

- інформацію про нормальну схему з'єднань мережі, включаючи опис усіх комутаційних апаратів, за рахунок яких схема може бути змінена;
- інформацію про частини мережі, які на цей час не живлять, але можуть використовуватися у разі потреби;
- інформацію про можливі зв'язки з розподільними мережами свого адміністративно ієрархічного рівня і інших рівнів.

Під час підготовки і формування базової моделі виконується ідентифікація устаткування і, таким чином, встановлюються зв'язки між базовою моделлю розподільної мережі і сформованими заздалегідь базами даних. Перехід від статичної базової моделі до динамічної розрахункової вимагає наявності стандартизованих потоків інформації про характер зміни стану об'єкту управління. Така інформація забезпечується за рахунок ПТК [25].

В процесі функціонування програмно-технічного комплексу (ПТК) здійснюється телеконтроль комутаційної апаратури розподільної мережі. Отримана інформація накопичується у вигляді архівів станів системи. У них фіксуються зміни, які мали місце в певні моменти часу, а також поточний стан вимикачів і роз'єднувачів (рисунок 3.5 та 3.6). Вказана інформація використовується для формування пасивної частини розрахункової моделі і забезпечення її максимальної відповідності стану реальних розподільних мереж в певний інтервал часу [25, 36].

Список перемикачів комутаційних апаратів				
1	10000	2001	КА МВ-10Ф-2	Вкл
2	2001	2002	ТЕП АС-70	03С
3	2002	2003	ТЕП АС-50	09С
4	2003	2004	ТЕП АС-50	02С
5	2004	50011	КА Р0202	Варн.
6	2003	2005	ТЕП АС-50	02С
7	2005	2006	КА РПТТГС-301	Вкл
8	2005	2007	ТЕП АС-50	12С
9	2007	2008	ТЕП АС-35	25С
10	2008	2009	ТЕП АС-35	14С
11	2009	2010	КА РПТТГ-21	Вкл
12	2009	2011	ТЕП АС-35	03С
13	2011	2012	ТЕП АС-35	03С
14	2012	2013	КА РПТТГ-250	Вкл
15	2011	2014	ТЕП АС-35	07С
16	2014	2015	КА Р0202	Вкл
17	2015	2016	ТЕП АС-35	38С

Рисунок 3.5 – Інтерфейс бази даних стану комутаційної апаратури



Інформація про вузли								Інформація про вітки					
	№ вузла	Тип тр-ра	К.тр.	К.зає.	Рг.к.Ет	Сг.к.В.Ар	Ре.Ом		Нпочат.	Нкінця	Тип	Марка/Назва	Л.км/Стан
1	1000							1	10000	2001	КА	МВ-10 Ф-2	Вкл
2	2001							2	2001	2002	ЛЕП	АС-70	0.3С
3	2002							3	2002	2003	ЛЕП	АС-50	0.5С
4	2003							4	2003	2004	ЛЕП	АС-50	0.2С
5	2004							5	2004	50011	КА	Р-020С	Вдкл.
6	50011							6	2003	2005	ЛЕП	АС-50	0.2С
7	2005							7	2005	2006	КА	РГП КТГ С-361	Вкл
8	2006	ТМ-25/11	25 ГПГ				0149	8	2005	2007	ЛЕП	АС-50	1.2С
9	2007							9	2007	2008	ЛЕП	АС-35	2.5С
10	2008							10	2008	2009	ЛЕП	АС-35	1.4С
11	2009							11	2009	2010	КА	РГП ТТ-21	Вкл
12	2010	ТМ-100/10	25 С0С				0113	12	2008	2011	ЛЕП	АС-35	0.3С
13	2011							13	2011	2012	ЛЕП	АС-35	0.3С
14	2012							14	2012	2013	КА	РГП ТТ-250	Вкл
15	2013	ТМ-60/10	25 С0С				0192	15	2011	2014	ЛЕП	АС-35	0.7С
16	2014							16	2014	2015	КА	Р-020С	Вкл
17	2015							17	2015	2016	ЛЕП	АС-35	3.8С

Рисунок 3.6 – Інтерфейс бази даних стану комутаційної апаратури

Таким чином, пасивна частина розрахункової моделі створюється після ініціації процесу розрахунку втрат електроенергії, а коригується у разі виконання перемикачів в розподільній мережі (введення резервних ПЛ, відключення споживачів, перемикачів на інші лінії і т.д.). Створення і корекція розрахункової моделі виконується в наступній послідовності (рисунок 3.7).

За даними архівів оперативно-інформаційного комплексу (ОІК) ПТК у базовій моделі виконується корекція інформації про стан комутаційних апаратів. Будується граф оновленої схеми мережі, за рахунок чого визначаються відокремлені і ті на які не подано живлення, частини мережі, які, очевидно, не впливають на втрати потужності і енергії. Цей процес супроводжується формуванням протоколу змін в схемі мережі, куди заноситься інформація про виведені з роботи ПЛ, трансформатори, відключені споживачі і т.д.

Для зменшення розмірності задачі інформація про вказані частини мережі видаляється з переіндексацією складу пасивних параметрів розрахункової моделі. Значення вказаних параметрів вибираються з бази цього обладнання розподільної мережі, що забезпечує спрощення корекції моделі при зміні складу або характеристик наявного обладнання [35, 36].

Формування поточної схеми мережі

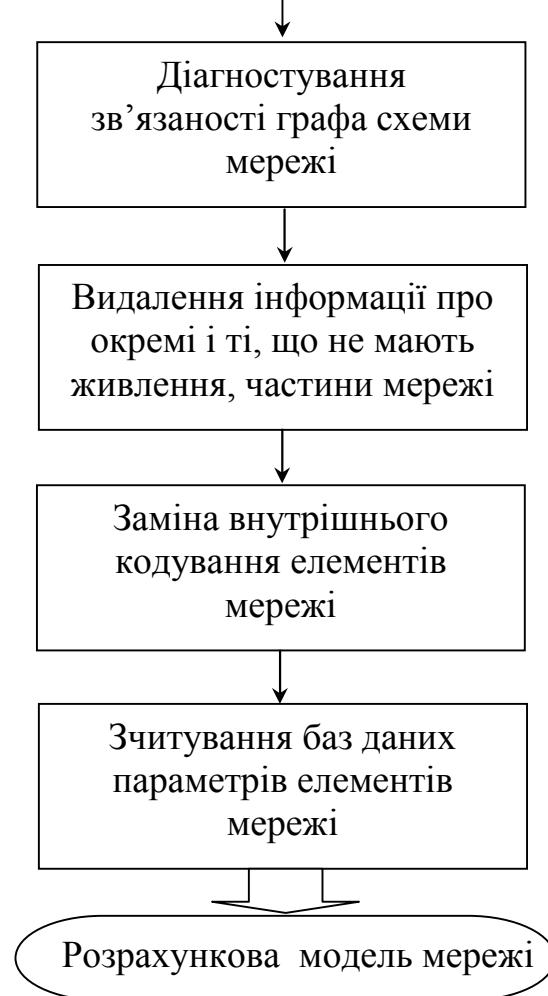


Рисунок 3.7 – Алгоритм корегування розрахункової моделі РМ із використанням інформації ПТК

### 3.3 Багатофункціональний пристрій для моніторингу втрат електричної енергії

#### 3.3.1 Технічні вимоги до пристрою

Як відомо, побудова програмно-технічного комплексу (ПТК) є складним і трудомістким завданням. При створенні ПТК особлива увага приділяється його нижньому рівню, який відповідає за збір і передачу

інформації. Тому саме до нижнього рівня висуваються найвищі вимоги, такі як надійність, функціональність, якість і ціна. Виходячи з цього, було проаналізовано структури ПТК і існуючі способи організації нижнього рівня.

У нашому випадку нижній рівень має бути багатофункціональними мікропроцесорними пристроями, які повинні виконувати облік спожитої електричної енергії і облік втрат потужності і електроенергії, а також ще ряд додаткових функцій, що дозволить значно збільшити рентабельність їх виробництва експлуатації.

Нині ринок трифазних електричних лічильників представлений різними виробниками [22, 24]. Лічильник кожного виробника мають свої особливості. Проте існуючий економічний стан в Україні не дозволяє виробникам створити лічильник, який би за своїми технічними і економічними характеристиками зайняв передове положення на ринку.

Часто передові принципи побудови і схемотехнічні рішення, застосовані в лічильнику, переіснуються його високою вартістю або відсталою технологією виробництва, що призводить до низької надійності і відмов при експлуатації.

При створенні багатофункціонального мікропроцесорного пристрою (БМП) необхідно враховувати досвід інших виробників.

БМП повинен :

- відрізнятися високою надійністю;
- мати сучасну елементну базу;
- мати низьку собівартість;
- мати розвинену функціональність;
- відповідати усім відомим на сьогодні вимогам, що пред'являються до трифазних лічильників електричної енергії.

В результаті було розроблено і створено БМП, що не має в Україні аналогів за простотою виконання схемотехніки, і, в той же час, що володіє необхідною функціональною насиченістю [22, 34-37].

Технологія GPRS забезпечує пакетну комутацію на всій ділянці каналу зв'язку від мобільного терміналу абонента і вище. При цьому суттєво оптимізуються послуги передачі даних в мережах стандарту GSM, особливо з урахуванням переривчастого характеру трафіку в мережах Інтернет. Зв'язок встановлюється практично миттєво. Користувач сплачує за фактичні об'єми переданих даних, а не час з'єднання, оскільки використовує ресурси мережі та займає часові інтервали радіоканалів тільки в моменти обміну даними. Це забезпечує надзвичайно ефективне використання доступної полоси частот і дозволяє ділити один радіоканал між декількома користувачами.

### 3.4 Заходи зі зниження втрат електроенергії в розподільній мережі

#### 3.4.1 Визначення втрат електроенергії із застосуванням багатофункціонального пристрою

Було проведено комп'ютерне моделювання визначення втрат електричної енергії в проводі АС – 50 довжиною 1 км., при протіканні по ньому струму 100 А протягом 1 години при температурі довкілля 20 °С. Електричний опір провода при 20 °С дорівнює 0,592 Ом/км. В цьому випадку втрати електричної енергії складуть [16]:

$$W_1 = I^2 \cdot R_{20} \cdot l \cdot t.$$

$$W_1 = 100^2 \cdot 0,592 \cdot 1 \cdot 1 = 5920,0 \text{ Вт год.}$$

При температурі довкілля –20 °С. Візьмемо той же провід марки АС – 50 довжиною 1 км. і протягом 1 години пропускатимемо по ньому струм 100 А, враховуючи, що температурний коефіцієнт для алюмінію складає 0,0037

1/°C. Електричний опір проводу при 20 °C дорівнює 0,592 Ом/км [18]. В цьому випадку втрати електричної енергії складуть:

$$W_2 = I^2 \cdot R_{20}(1 + \alpha(t^0 - 20^0)) \cdot l \cdot t;$$

$$W_2 = 100^2 \cdot 0,592(1 + 0,0037(-20 - 20)) \cdot 1 \cdot 1 = 5043,84 \text{ Вт год.}$$

При співставленні отриманих результатів похибка склала:

$$\delta = \frac{W_1 - W_2}{W_1} \cdot 100\%.$$

$$\delta = \frac{5920 - 5043,84}{5920} \cdot 100\% = 14,8.$$

Тобто при першого виразу розрахунок втрати електричної енергії в проводі уточнюється на 14,8%.

Тепер проведемо експеримент, в якому розраховуватимемо втрати електричної енергії з врахуванням величини струму, що протікає проводом, і температури довкілля. Візьмемо той же провід марки АС- 50 довжиною 1 км і протягом 1 години пропускатимемо по ньому струм 100 А, при температурі довкілля -20 °C. Температурний коефіцієнт для алюмінію складає 0,0037 1/°C. Електричний опір проводу при 20 °C дорівнює 0,592 Ом/км., а коефіцієнт теплопровідності с рівний 11,562 Вт/(м<sup>2</sup>·°C). В цьому випадку втрати електричної енергії складуть:

$$\Delta W = I^2 R_{20} \left( 1 + \alpha \left( t_{н.с.}^0 + \frac{1 + \alpha(t_{н.с.}^0 - 20)}{\frac{2c\sqrt{\pi F}}{I^2 R_{20}} - \alpha} \right) \right) \Delta t;$$

$$\Delta W = 5456,33 \text{ Вт·год.}$$

Розраховуємо похибку визначення втрат:

$$\delta = \frac{5920 - 5456,33}{5920} \cdot 100\% = 7,8\%.$$

Візьмемо провід марки АС 50 довжиною 1 км. і протягом 1 години пропускати по ньому струм 100 А при температурі довкілля 20 °С. Також враховуватимемо температуру довкілля і величину струму, що протікає по проводу. Електричний опір проводу при 20 °С дорівнює 0,592 Ом/км., а коефіцієнт теплопровідності  $\alpha$  рівний 11,562 Дж/(мм·год·°С). В цьому випадку втрати електричної енергії складуться:

$$\Delta W = I^2 R_{20} \left( 1 + \alpha \left( t_{н.с.}^0 + \frac{1 + \alpha(t_{н.с.}^0 - 20)}{\frac{2c\sqrt{\pi F}}{I^2 R_{20}} - \alpha} - 20 \right) \right) \Delta t;$$

$$\Delta W = 6404,14 \text{ Вт} \cdot \text{год.}$$

Розраховуємо похибку визначення втрат:

$$\delta = \frac{5920 - 6404,14}{5920} \cdot 100\% = 8,17\%.$$

Якщо взяти діапазон зміни температур від -20 до +40 для проводу марки АС – 50 довжиною 1 км, то розходження значень опорів складе:

$$\delta = \frac{0,6358 - 0,50438}{0,6358} \cdot 100\% = 20,67\%.$$

Наведені розрахунки підтверджують, що втрати електричної енергії в проводах ліній електропередач значно залежать від температури оточуючого середовища і величини струму, що протікає проводом.

### 3.4.2 Заходи зі зниження втрат електроенергії в розподільній мережі

Ефективність розрахунків, аналізу, планування та зниження втрат електроенергії, як і вирішення інших задач оптимізації режимів роботи та

параметрів електричних мереж, залежить від їх інформаційного, методичного, математичного, матеріально-технічного та організаційного забезпечення. Відставання в розвитку будь-якої з п'яти перелічених складових зменшує ефективність зусиль, направлених на вирішення даної

Проаналізовано основний перелік заходів зі зниження втрат для розподільної мережі і визначено, що заходи можуть бути умовно поділені на два типи: заходи з оперативного керування режимами з метою мінімізації втрат потужності та напруги в мережі та заходи зі зниження втрат, що вибираються на основі даних за звітний період.

Перший тип заходів зі зниження втрат електроенергії (ЗЗВЕ) пропонується реалізувати на основі моделі регулювання напруги в центрах живлення, метою якої є підтримання напруги у споживача в допустимих межах при мінімізації втрат електроенергії в мережі. Оперативний моніторинг зміни відхилення напруги на шинах споживчих підстанціях ТП 10/0,4 кВ дає можливість оптимізувати режим роботи пристроїв РПН трансформатора в центрі живлення, забезпечуючи тим самим допустимі відхилення напруги як у найближчих, так і у віддалених споживачів на стороні 0,4 кВ.

Цільова функція зниження втрат електроенергії в розподільних мережах в результаті переключення регулювальних відгалужень трансформатора за оперативною інформацією ПТК про рівні напруг на ТП має вигляд

$$\begin{aligned} \delta W &= (\Delta W_{N_l} - \Delta W_{N_k}) \rightarrow \max \\ U_{ТП_i} &\leq +5\% \\ U_{Л_j} &\geq -5\% \\ U_N &= \pm 10\% \\ E_{cm} &= 1\% \end{aligned} \quad , \quad (3.21)$$

де  $\delta W = f(I, R, t^0)$  – втрати електроенергії за звітний період, що визначаються за показами ПТК з урахуванням впливу температури навколишнього середовища і величини струму на опір елементів мережі;

$\Delta W_{N_l}, \Delta W_{N_k}$  – втрати електроенергії в мережі при початковому  $N_l$  та установленому  $N_k$  положеннях перемикача відгалужень (за однаковий проміжок часу);

$U_{\text{III}_i}$  – рівень напруги на шинах 0,4 кВ  $i$ -ї трансформаторної підстанції  
10(6)/0,4 кВ (відхилення від номінальної), %;

$U_{\text{Л}_j}$  – відхилення напруги у найвіддаленішого споживача мережі 0,4 кВ, %;

$U_N$  – границі регулювання напруги трансформатора з РПН, %;

$E_{\text{cm}}$  – крок регулювання напруги, %.

Другий тип ЗЗВЕ в роботі опирається на умови багатокритеріальності та вихідної інформації, яка отримана за допомогою імітаційної моделі зміни втрат електричної енергії за звітний період. Із множини методів найбільш прийнятним для вибору оптимального ЗЗВЕ було обрано аксіоматичний метод. На основі нього запропонована методика пошуку ефективних альтернатив з використанням Парето-метода. Вихідними даними для розрахунку є схема електричної мережі та паспортні дані елементів мережі, параметри струмів і напруг мережі. За допомогою розрахункової моделі та розробленої програми визначаються втрати потужності, електроенергії та втрат напруги на кожній ділянці мережі. Проблемною ділянкою вважається та, на якій втрати максимальні. Для неї і вибираються заходи зі зниження втрат.

Задача пошуку оптимальної альтернативи із можливих  $X$  заходів формулюється таким чином:

$$\begin{aligned} \Delta W(x) &\rightarrow \min; & K(x) &\rightarrow \min; \\ \varphi_{\Delta W}(x) &\leq 0; & \varphi_K(x) &\leq 0; \\ x &\in X; & \Delta W, K, \varphi: X &\rightarrow R^1, \end{aligned} \quad (3.22)$$

де  $\varphi$  – функції обмежень, що входять в модель розрахунку  $\Delta W$  і  $K$ ;

$K$  – капітальні вкладення.

За даних умов задача зводиться до пошуку ефективних альтернатив, що задовольняють умовам:

$$\begin{aligned} \Delta W(x_0) &\leq \Delta W(x); & K(x_0) &< K(x) \\ \text{або } \Delta W(x_0) &< \Delta W(x); & K(x_0) &\leq K(x), \\ x, x_0 &\in X. \end{aligned} \quad (3.23)$$



Дані альтернативи утворюють множину  $X_0 \subset X$ , яка є множиною Парето.

Для оптимального вибору ЗЗВ необхідно виконувати імітацію розрахунку зміни втрат електричної енергії при впровадженні різних ЗЗВЕ. Це дозволяє на кожному етапі розрахунку втрат виділити найбільш «проблемні» місця.

В роботі наведено результати розрахунків втрат в розподільних мережах за допомогою розробленого програмного продукту. Конфігурація обраної для аналізу РМ показана на рисунку 3.8.

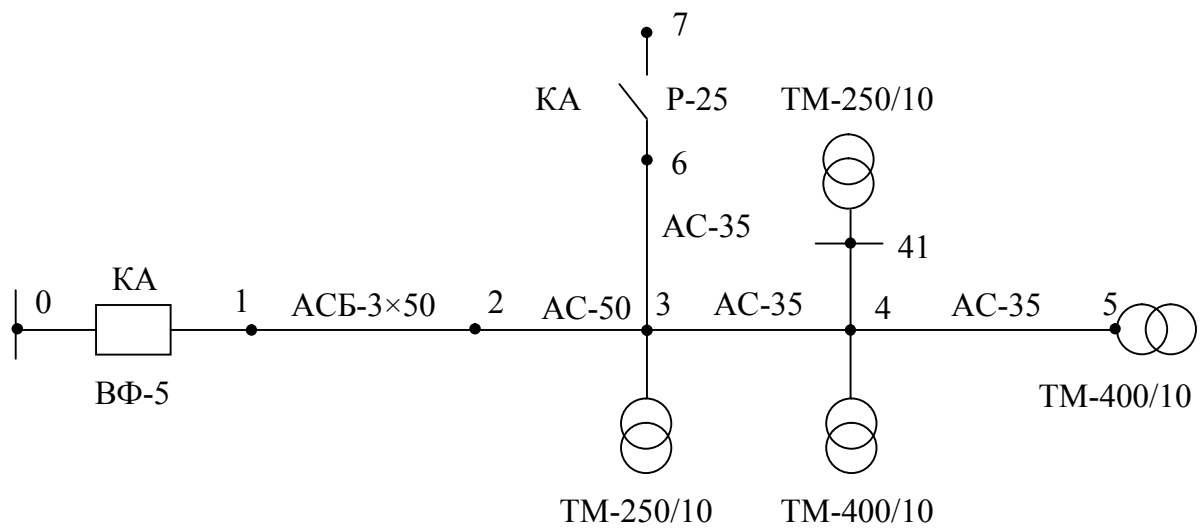


Рисунок 3.8 – Схема мережі для розрахунку втрат електричної енергії

Множина альтернатив та область зміни цільових функцій показані на рисунку 3.9. Множину Парето складають заходи №2 (таблиця 3.2).

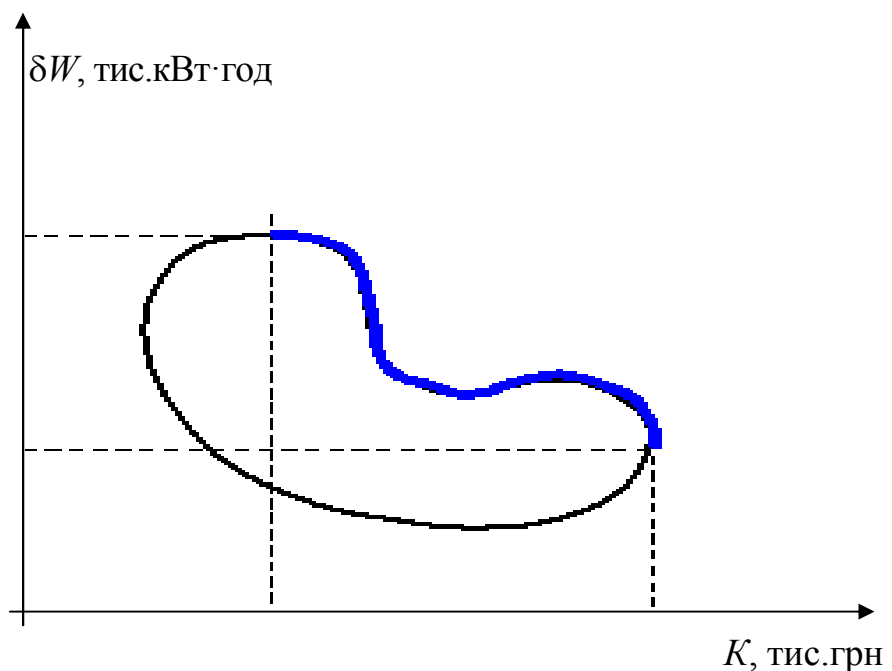


Рисунок 3.9 – Множина альтернатив та область зміни цільових функцій

Таблиця 3.2 – Результати впровадження заходів по зниженню втрат

№ з/п	Заходи по зниженню втрат	Сумарні річні втрати $\Delta W$ , тис. кВт·год	Зниження втрат $\delta W$ , тис.кВт·год	Зниження втрат $\delta W$ , %	Капітальні вкладення $K$ , тис. грн	Напруга $U$ , кВ
1	Заміна проводу на АС-70	633,749	85,051	11,8	60,67	10,24
2	Заміна проводу на АС-95	603,383	115,417	16,1	75,00	10,29
3	Установка компенсуючого пристрою КРМ (УКЛ 57)-10,5-225	627,417	91,383	12,7	112,50	10,25
4	Установка компенсуючого пристрою КРМ (УКЛ 57)-10,5-250	628,688	90,112	12,5	125,00	10,27

Для пошуку оптимального рішення пропонується вибрати додатковий критерій і сформулювати задачу математичного програмування

$$\begin{aligned}
 \Delta U_{10}(x) &\rightarrow \min; \\
 0,95U_{10}^i &\leq \delta U_{10}(x) \leq 1,05U_{10}^i; \\
 x &\in x_0; \Delta U_{10}(x); x_0 \rightarrow R^1,
 \end{aligned}
 \tag{3.24}$$

де  $\Delta U_{10}$  – втрати напруги в мережі 10 кВ.

В результаті вирішення цієї задачі вибрано оптимальний варіант заходів по зниженню втрат електричної енергії на проблемній ділянці – це заміна проводу АС-50 на головних ділянках повітряних ліній 10 кВ на провід АС-95. В результаті чого втрати знизяться на 16% по відношенню до базового варіанту, а капіталовкладення будуть мінімальними в порівнянні із іншими варіантами.

Самоутримні ізолювані проводи призначені для повітряних ліній електропередач. СП-3 стійкий до вигину при  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Мінімальний радіус вигину провода при монтажі на опорах повинен бути не менше  $10D$ , де  $D$  – номінальний діаметр провода. Прокладка і монтаж провода повинен проводитися при температурі навколишнього середовища не нижче  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Допустимий нагрів струмопровідної жили провода СП-3  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$  при нормальному режимі експлуатації і  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$  – при короткому замиканні [39, 41]. Технічні характеристики проводів СП-3 наведені в таблиці 3.3 та 3.4.

Таблиця 3.3 – Технічні характеристики проводів СП-3 [36, 37]

Переріз струмопровідної жили, мм	Зовнішній діаметр жили, мм	Зовнішній діаметр проводу, мм	Маса 1 км, кг	Розривне зусилля, кН,	Опір постійному струму на 1 км, Ом	Допустимий струм, А	Односекундний струм к.з., кА,
35	6,9	11,5	196,3	10,3	0,720	200	3,2
50	8,1	12,6	250,9	14,2	0,493	245	4,3
70	9,7	14,3	336,8	20,6	0,363	310	6,4
95	11,3	16,0	444,4	27,9	0,288	370	8,6
120	12,8	17,4	523,9	35,2	0,181	430	11,0
150	14,2	18,8	616,3	43,4	0,123	485	13,5

Таблиця 3.4 – Властивості матеріалу жил провода

Параметр	Одиниця вимірювання	Алюмінієвий провід	Провода сталеві оцинковані
Опір при температурі $20\text{ }^{\circ}\text{C}$	Ом·м	max 28,3	–
Подовження при розриві	%	min 1,3	min 1,5
Міцність на розтягування	МПа	min 160	min 1770
Коефіцієнт лінійного розширення	$1/^{\circ}\text{C}$	$19,4 \cdot 10^{-6}$	
Температурний коефіцієнт опору	$1/^{\circ}\text{C}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$	–

Повітряні ізолювані проводи середніх напруг використовуються для будівництва повітряних ліній електропередачі на змінну напругу до 20 (35) кВ, номінальною частотою 50 Гц. Вибір проводів для фідерів напругою 10 кВ №23 та №25, що мають найбільші втрати електроенергії, наведено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Вибір ізольованих проводів для ПЛІ 10кВ

Розрахункова ділянка	Розрахункова активна потужність, $P_p$ , кВт	Робочий струм на ділянці, $I_p$ , А	Розрахунковий тривало допустимий струм $I_{дрі}$ , А	Характеристика СІП			
				Марка та переріз жил $F_{жс.р.}$	Тривало допустимий струм $I_{доп}$ , А	Питомий опір, Ом/км	
						Активний $r_0$	Індуктивний $x_0$
Фідер 23							
144-6	259,0	15,0	19,4	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
410-6	302,1	17,5	22,7	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
6-5	505,2	29,2	37,9	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
346-5	124,8	7,2	9,4	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
5-4	726,5	42,0	54,5	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
598-4	141,3	8,2	10,6	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
4-3	833,7	48,2	62,6	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
3-2	1036,8	59,9	77,8	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
141-2	123,6	7,1	9,3	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
2-1	1088,6	62,9	81,7	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
372-7	35,4	2,0	2,7	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
7-1	102,0	5,9	7,7	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
1-ТП	1164,6	67,3	87,4	СІП-3 - 3×95	430,0	0,29	0,1
Фідер 25							
181-7	62,6	3,6	4,7	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
7-6	139,7	8,1	10,5	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
6-5	364,8	21,1	27,4	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
192-5	41,7	2,4	3,1	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
5-4	461,4	26,7	34,6	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
147-4	215,8	12,5	16,2	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
4-3	628,3	36,3	47,2	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
3-2	777,9	45,0	58,4	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
2-1	882,4	51,0	66,2	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
64-8	188,8	10,9	14,2	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
8-1	320,7	18,5	24,1	СІП-3 - 3×50	245,0	0,49	0,1
1-ТП	1138,0	65,7	85,2	СІП-3 - 3×95	430,0	0,29	0,1

### 3.5 Техніко-економічне обґрунтування доцільності впровадження заходів зі зменшення втрат електричної енергії

Техніко-економічне обґрунтування виконується для оцінки економії енергетичних ресурсів підприємства внаслідок впровадження комплексу енергозберігаючих заходів. Техніко-економічне обґрунтування готується на підставі енергоаудиту підприємства і базується на технічному звіті і рекомендаціях з використання певного енергозберігаючого заходу чи обладнання.

Техніко-економічне обґрунтування проекту дає можливість [47]: енергозберігаючого обладнання (на основі оцінки економії витрат на енергоресурси);

- оцінити інвестиційну привабливість проекту з енергозбереження, обчислити терміни окупності проекту, внутрішню норму прибутковості, чисту поточну вартість проекту, прибутковість вкладень;
- визначити рівень необхідних інвестицій;
- скласти графік платежів з обслуговування боргу в разі залучення кредитних коштів для реалізації проекту.

У складі інвестиційних витрат можна виділити первинні і вторинні капіталовкладення. Початкові капіталовкладення здійснюються до початку отримання проектного доходу, вторинні інвестиції здійснюються після введення в експлуатацію. Джерелом вторинних капіталовкладень є дохід, тобто власні кошти, що одержуються при здійсненні проекту.

Дохід, отриманий від проекту, визначається на основі підсумовування прибутку після оподаткування та амортизаційних відрахувань. Прибуток, що отримується в результаті впровадження, як правило, дорівнює зниженню поточних витрат за рахунок енергозбереження.

Оцінка майбутніх витрат і результатів при визначенні ефективності інвестиційного проекту здійснюється в межах розрахункового періоду, тривалість якого приймається з урахуванням:

- тривалості створення, експлуатації об'єкта;
- середньозваженого нормативного терміну служби устаткування.

Показники ефективності енергозберігаючих заходів визначаються виходячи з обсягу капіталовкладень і одержуваного від проекту доходу. Вони представлені низкою показників (чистий дисконтований дохід, індекс дохідності проекту та ін.) При розрахунку ефективності інвестицій вторинні капіталовкладення враховуються шляхом зменшення доходу на відповідну величину [47].

Термін окупності статичний ( $PB$ ) – часовий період, за який інвестиції покриваються одержуваними від проекту доходами.

Статичний термін окупності показує, за який термін інвестор повертає початкові капіталовкладення. При постійному річному доході

$$T_{ок} = \frac{K}{D_t}, \quad (5.1)$$

Термін окупності динамічний ( $DPB$ ) відповідає часу, за який інвестор поверне витрачені кошти і отримає нормативний дохід на рівні прийнятої ставки. Капіталовкладення доцільні за умови, що термін окупності не перевищує задану величину [47].

Якщо доходи проекту по роках непостійні, величина  $T_0$  визначається за кумулятивним доходом, що забезпечує рівність:

$$\sum_t^{T_0} D_t = K, \quad (5.2)$$

Динамічний термін окупності  $T_0$  ( $DPB$ ) відповідає часу, за який інвестор поверне витрачені кошти і отримає нормативний дохід на рівні прийнятої ставки. Він розраховується виходячи з рівняння, розв'язаного щодо  $T_0$ :

$$\sum_{t=1}^{T_0} \frac{D_t}{(1+E)^t} - K = 0, \quad (5.3)$$

### 3.6 Обґрунтування доцільності застосування багатофункціонального пристрою визначення втрат електроенергії

Визначаємо капіталовкладення на застосування багатофункціонального мікропроцесорного пристрою в мережах Пустомитівського РЕМ, який дозволяє в автоматичному режимі визначати втрати електроенергії в мережі.

$$K_1 = K_{\text{прист}} + K_{\text{монтаж}} + K_{\text{дод.обл.}} \quad (3.25)$$

де  $K_{\text{прист}}$  – вартість багатофункціонального мікропроцесорного пристрою, грн.;

$K_{\text{монтаж}}$  – монтажні роботи, грн.;

$K_{\text{дод.обл.}}$  – витрати на додаткове обладнання (давачі температури, струму та засоби передачі інформації), грн.

$$K_{\text{додат}} = 32000 + 15000 + 24000 = 71000 \text{ грн.}$$

За даними енергоаудиту сумарні втрати електроенергії по фідерам напругою 10 кВ частини району за характерний місяць зимового періоду (січень 2018 року) становлять 107129,5 кВт·год (розділ 1). Тоді втрати за 6 місяців «зимового» періоду складуть:

$$\Delta W_{\text{зим.}} = 107129,5 \cdot 6 = 642777 \text{ кВт·год.}$$

Сумарні втрати електроенергії по фідерам напругою 10 кВ частини району за характерний місяць літнього періоду (липень 2019 року) становлять 54385,6 кВт·год (розділ 1). Тоді втрати за 6 місяців «літнього» періоду складуть:

$$\Delta W_{\text{літ.}} = 54385,6 \cdot 6 = 326313,6 \text{ кВт·год.}$$

Сумарні втрати електроенергії в розподільній мережі за рік:

$$\Delta W_{\text{рік}} = 642777 + 326313,6 = 969090,6 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Застосування багато-функціонального пристрою дозволяє підвищити точність обліку втрат в літній період на 20,7 % (розділ 3).

Зменшення втрат електроенергії в мережі 10 кВ:

$$\Delta W_{\text{зниж}} = 326313,6 \cdot 0,207 = 67546,9 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Економічний ефект (економія підприємства) у грошовому еквіваленті:

$$E_1 = \Delta W_{\text{зниж}} \cdot B_{\text{ел.ен.}} \quad (3.26)$$

де  $B_{\text{ел.ен.}}$  – середня вартість електроенергії, грн/кВт год;

$$E_1 = 67546,9 \cdot 1,4 = 94545,7 \text{ грн/кВт год.}$$

Термін окупності додаткових капіталовкладень складе:

$$T_{\text{ок1}} = \frac{71,0}{94,55} = 0,8 \text{ року.}$$

### 3.7 Обґрунтування доцільності заміни проводів повітряних ліній напругою 10 кВ

Капітальні вкладення в модернізацію розподільних мереж напругою 10 кВ складаються із вартості самоутримних ізольованих проводів, арматури та робіт з їх монтажу.



Вартість 1 км проводу СПП-3-3×95 з врахуванням вартості арматури становить (3,2 + 1,5) тис. грн., а вартість 1 км проводу СПП-3-3×50 становить (1,7+1,5) тис. грн.

Капітальні вкладення  $K$ , тис.грн, на модернізацію магістральних ділянок фідера №23 (2,8 км) та фідера №25 (8,6 км) становлять 55,03 тис. грн.

Щорічні витрати на втрати електроенергії в елементах мережі визначаємо за відомими виразами. Втрати електричної енергії в лініях 10 кВ (фідер №23 та №25) після заміни проводів визначаємо за виразом [47]:

$$\Delta W_l = 3r_l \cdot I_{\max,l}^2 \cdot \tau, \quad (3.27)$$

або

$$\Delta W_l = \left( \frac{P_{\max,l}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} \right)^2 3r_l \cdot \tau = \frac{P_{\max,l}^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r_l \cdot \tau, \quad (3.28)$$

де  $I_{\max,l}$  – максимальне значення струму в лінії, А;

$U_n$  – номінальна напруга мережі, В;

$P_{\max,l}$  – максимальне навантаження (потужність) лінії, Вт;

$r_l$  – активний опір проводу однієї фази лінії, Ом;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності навантаження;

$\tau$  – час максимальних втрат, год.

Опір однієї фази лінії електропередачі  $r_l$ , Ом, визначається за виразом:

$$r_l = r_0 \cdot l, \quad (3.29)$$

де  $r_0$  – питомий опір проводу [11], Ом/км;

$l$  – довжина лінії, км.

Розрахунок втрат електроенергії на фідерах №23 та №25 виконуємо в таблиці 5.1.

За даними таблиці 3.6 сумарна економія електричної енергії за рахунок зменшення втрат в проводах фідера №23 та №25 становить 23548,2 кВт·год.

Таблиця 3.6 – Визначення втрат електричної енергії за фідерами

№ лінії	Марка проводу	$L$ , км	$r_o$ , Ом/км	$\tau$ , год/рік	$P_{\max л}$ , кВт	$\Delta W_{л}$ , кВт·год
Ф- 23	СПП-3-3×95	0,8	0,29	300	1164,6	1165,4
	СПП-3-3×50	0,3	0,49	300	102,0	5,7
	СПП-3-3×50	0,7	0,49	300	1088,6	1505,5
	СПП-3-3×50	1,0	0,49	300	726,5	957,8
	Разом					
Втрати, що існують						19373,8
Економія електроенергії						15739,4
Ф-25	СПП-3-3×95	2,5	0,29	300	1134,0	3453,2
	СПП-3-3×50	0,6	0,29	300	320,7	66,3
	СПП-3-3×50	1,0	0,49	300	882,4	1413,1
	СПП-3-3×50	2,3	0,49	300	461,4	888,6
	СПП-3-3×50	2,2	0,49	300	62,6	15,6
	Разом					
Втрати, що існують						13645,6
Економія електроенергії						7808,8
Разом економія електроенергії						23548,2

Тоді, при існуючих тарифах на електроенергію (середня вартість) річна економія в грошовому вираженні:

$$E_{ел.ен.} = B_{ел.ен.} \cdot \Delta W_{ел.ен.} \quad (3.30)$$

де  $B_{ел.ен.}$  – середня вартість електроенергії, грн/кВт год;

$\Delta W_{ел.ен.}$  – економія електроенергії за рік (зменшення втрат), тис. кВт год.

$$E_{ел.ен.} = 1,4 \cdot 23,55 = 33,0 \text{ тис.грн.}$$

Крім економії електроенергії до додаткових позитивних факторів застосування ізолюваних проводів в ПЛ 10 кВ є підвищення надійності електропостачання і зменшення перерв в електропостачанні.

Норма витрат на експлуатацію (обслуговування) мереж зазвичай складає 6,4% [46]. Враховуючи їх зниження на  $k_3 = 40\%$  [46], отримуємо норму витрат на обслуговування розподільних мереж:

$$H_{\text{експл}} = 6,4 \cdot (1 - 40/100) = 3,84\%.$$

$$B_{\text{експл.}} = \frac{H_{\text{експл.}}}{100} \cdot K. \quad (3.31)$$

$$B_{\text{експл1.}} = \frac{6,4}{100} \cdot (55,03 + 50) = 6,72 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{\text{експл2.}} = \frac{3,84}{100} \cdot (55,03 + 50) = 4,03 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, зниження річних експлуатаційних витрат становить:

$$\Delta B_{\text{експл.}} = 6,72 \cdot 4,03 = 3,69 \text{ тис. грн.}$$

Економічний ефект від впровадження СІП:

$$E_2 = 33,0 + 3,69 = 36,69 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності даного енергозберігаючого заходу складе:

$$T_{\text{ок}} = \frac{55,03}{36,69} = 1,5 \text{ року.}$$

Сумарний економічний ефект від запропонованих заходів складе:

$$E_y = 94,55 + 36,69 = 131,24 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності капіталовкладень на запропоновані в роботі заходи зі зменшення втрат електроенергії складе:

$$T_{ок} = \frac{71,0 + 55,03}{94,55 + 36,69} = 1,0 \text{ рік.}$$

Термін окупності капіталовкладень в 1 рік є прийнятним, так як нормативний термін окупності для систем енергопостачання становить 8,3 роки [18, 46].

Як видно із розрахунків, впровадження мікропроцесорної системи обліку та розрахунку втрат електричної енергії та застосування на ряді фідерів розподільної мережі напругою 10 кВ самоутримних ізольованих проводів дозволяє знизити річні втрати електроенергії з 972,6 МВт·год до 885,7 МВт·год (на 10 %).

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

### 4.1 Виробнича санітарія та гігієна праці

#### 4.1.1 Дія електромагнітного випромінювання на організм людини

Нині людство широко використовує штучні джерела електромагнітних полів (ЕМП) у різних галузях науки і техніки (передача електроенергії, термообробка, радіолокація, радіозв'язок, у мобільному і стільниковому зв'язку, радіонавігації, медицині та ін..) [42-45].

Основним джерелом ЕМП є трансформатори, лінії електропередачі (ЛЕП), антенні пристрої радіотелевізійних станцій, та інше електричне устаткування, що працює у широкому діапазоні частот.

Устаткування, що генерує електромагнітну енергію, випромінює в оточуючий простір електромагнітні хвилі зі швидкістю близькою до швидкості світла (3108 м/с). Основними параметрами ЕМП є довжина хвилі, частота коливань і швидкість розповсюдження.

Електромагнітне поле навколо джерела випромінювання хвиль умовно поділяються на три зони:

- ближня зона (зона індукції);
- проміжна зона (зона інтерференції);
- дальня зона (хвильова або зона випромінювання).

Значним джерелом ЕМП є струми промислової частоти 50 Гц. Під проводами та поблизу ЛЕП напруженість може досягти декількох тисяч вольт на метр. Хвилі такого діапазону сильно поглинаються землею, тому вже через 50-100 м від лінії електропередач напруженість зменшується до сотень і навіть десятків В/м.

Проблема електромагнітного забруднення навколишнього середовища постала лише тоді коли було виявлено небезпечний вплив ЕМП на здоров'я людини.

Людина має п'ять органів чуттів за допомогою яких сприймає оточуючий світ та орієнтується в просторі. Однак ЕМП вона не відчуває тому виникла хибна думка, що його взагалі не існує.

В багатьох сферах діяльності та умовах побуту людина наражається на шкідливу дію ЕМП і не підозрює, що ця дія є причиною захворювання або навіть смерті.

Дія електромагнітних хвиль на організм залежить від інтенсивності джерела, тривалості опромінення, довжини хвиль, характеру випромінювання (безперервне, імпульсне) та режиму опромінення (постійне, інтермітуюче).

Основою функціонування організму є дуже слабкі біоелектричні струми, що синхронізують природні біологічні режими.

Штучні ЕМП якщо співпадають з частотами біологічних ритмів мозку або біоелектричною активністю серця чи інших органів людини можуть призвести до десинхронізації функціональних процесів в організмі.

Встановлено, що ЕМП (особливо високовольтні ЛЕП) при тривалій дії здатні викликати рак, лейкемію, пухлини мозку, розсіяний склероз та інші тяжкі захворювання. Встановлено, що ЕМП змінюють гени та генофонд усього живого.

Механізм біологічної дії на організм людини полягає як у тепловому, так і нетепловому специфічному ефекті, теплова дія ЕМП проявляються у підвищенні температури тіла, а також локальному, вибіркового нагріванні тканин, органів, клітин унаслідок переходу електромагнітної енергії у теплову.

На людину впливають перемінні ЕМП, статичні струми та ЕМП, що їх супроводять. Багато полімерних матеріалів накопичують електричні заряди, джерелом статичного струму може бути одяг людини, що легко електризується за рахунок тертя.

Напруженість ЕМП величиною 300-1000 В/см чинить негативний вплив на організм людини, а в діапазоні 5000-10000 В/см викликає загибель тварин.

Інтенсивність опромінення ЕМП у мешканців міста значно вища, ніж у мешканців села. У містах утворюються зони, напруженість ЕМП у яких в сотні разів перевищує електромагнітний природний фон сільських поселень.

Подальша урбанізація призведе до ще більшого забруднення середовища ЕМП, а відтак – до збільшення загрози здоров'я людини внаслідок інтенсивного електромагнітного опромінення.

Остаточно весь механізм впливу ЕМП на організм людини, ще не зовсім досконало вивчений, але відомо, що його шкідлива дія проявляється на всіх рівнях – субклітинному, окремих органах та організмі в цілому. Встановлена кореляційна залежність між народженням дітей з хворобою Дауна та опромінення їх батьків енергією надвисокої частоти (НВЧ).

ЕМП підлягають нормуванню через свою негативну дію на організм людини. Закон «Про забезпечення санітарного і епідемічного благополуччя населення» (1996р.) передбачає норми й правила захисту населення від впливу електромагнітного випромінювання  $b$  [44, 45].

Порогову інтенсивність теплової дії електромагнітних хвиль нормують залежно від діапазону частот, окремо за електричною і магнітною їх складовою.

#### 4.1.2 Дослідження захисту від негативної дії шкідливих чинників

У виробничих приміщеннях де є джерела електромагнітних випромінювань радіочастотного діапазону, допустимі значення електромагнітних полів контролюються, не рідше ніж один раз на рік, шляхом вимірювання його напруженості на робочих місцях.

Напруженість електромагнітного поля вимірюється у вольтах на метр (В/м), напруженість магнітного поля – в амперах на метр (А/м). результати вимірювання заносять у спеціальний журнал.

Для забезпечення безпеки персоналу від дії електромагнітного випромінювання використовують такі заходи:

- організаційні;
- інженерно-технічні;
- лікувально-профілактичні.

Організаційні заходи включають: раціональне розміщення радіотехнічних пристроїв, відповідний режим праці та відпочинку, створення захисних зон.

До інженерно-технічних заходів належить герметизація установок, екранування, захист відстанню дистанційне управління.

Для екранування робочого місця використовують відбиваючі, сіткові, еластичні та поглинаючі типи екранів. Форму, розміри і товщину екрана визначають розрахунком.

Для захисту працюючих використовують спеціальний одяг, виготовлений із металізованої тканини у вигляді комбінезонів, халатів, фартухів, курток із капюшонами з вмонтованими в них окулярами, скельця яких покриті шаром оксиду олова, що послаблює потужність хвиль.

До лікувально-профілактичних заходів захисту належить проведення попередніх та періодичних медичних оглядів з метою виявлення ушкодження здоров'я на ранніх стадіях радіохвильової форми хвороби.

Особи, які не досягли 18-річного віку, до робіт не допускаються до робіт на лініях електропередачі та під ними, також вони не допускаються до роботи з генераторами радіочастот. Особам, що контактують з джерелами надвисокої і ультрависокої частоти випромінювання, видається додаткова відпустка та скорочення тривалості робочого дня.

## 4.2 Техногенна безпека

### 4.2.1 Електробезпека

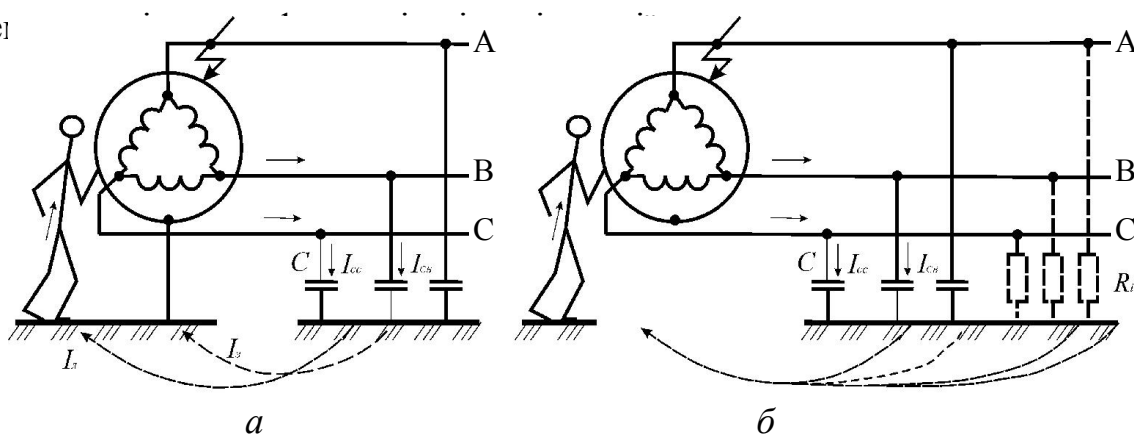
#### 4.2.1.1 Причини ураження струмом

Внаслідок появи на ізоляторах або між обмоткою й корпусом вологи й пилу на корпусах генераторів, трансформаторів, електричних машин, апаратів і приладів може виникнути напруга. Більшість з таких замикань з часом



проходить безслідно. Наприклад, при роботі електродвигуна волога випаровується й ізоляція відновлюється. Іноді потенціал, що виникає на корпусі, може зберігатися тривалий час. Так, стійким буде потенціал на корпусі машини при порушенні ізоляції однієї з фаз. У цьому випадку він становить велику небезпеку для обслуговуючого персоналу. Дотикання до такого корпусу може призвести до смертельного ураження людини [18, 45].

Внаслідок ємнісного зв'язку з землею людина вмикається в коло (рисунок 4.1): замкнута на корпус фаза – тіло людини – земля – ємність між зеі



*а* – заземленого; *б* – незаземленого

Рисунок 4.1 – Розподіл струму при дотиканні до корпусу електроустановки

Ураження буде смертельним, якщо через тіло людини проходить струм більший за 0,05 А. Цей струм визначається напругою електричного кола і його загальним опором (опір тіла людини залежно від вологості шкіри, стану нервової системи та деяких інших факторів коливається від 800 до 100 000 Ом).

Розглянемо для прикладу електропривод. Мережа агрегату виконується проводом і має великий ємнісний зв'язок із землею. При заземленому корпусі електричної установки (рисунок 4.1, *а*) струм розділяється на два паралельні кола: через опір заземлення  $I_z$  і через тіло людини  $I_d$ . Внаслідок різкого зменшення опору цих двох паралельних кіл порівняно з опором тіла людини (рисунок 4.1, *б*) відбудеться перерозподіл спаду напруги між цими колами і ємнісним опором зв'язку з землею, що значно зменшить струм через тіло людини. Через тіло людини проходитиме струм у стільки разів менший від струму через заземлення, у скільки опір

заземлення менший від опору тіла людини. Таке заземлення називається захисним, воно зменшує потенціал на корпусах установок та інших металевих неструмопровідних частинах до безпечного значення [18, 46].

Заземлення нульової точки генератора, трансформатора, розрядників та інші заземлення, передбачені схемою роботи електроустановки в нормальному режимі, називають робочими.

4.2.1.2 Розрахунок пристрою заземлення трансформаторної підстанції  
Вихідними даними для проектування і виконання пристроїв, що заземлюють, є граничні (допустимі) значення їхніх опорів, прийнятих згідно ПУЕ в залежності від напруги, потужності, режимів нейтралі та елемента електроустановки, що підлягає заземленню [18, 46].

Обираємо тип заземлювачів та визначаємо їх опір розтікання струму, який у свою чергу залежить від питомого опору ґрунту .

Застосовуємо стержневі електроди (кутова сталь). Трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ розташовані у зоні чорноземів.

Контур заземлення виконується у вигляді прямокутника (периметр  $L = 40$  м) шляхом закладення в ґрунт вертикальних сталевих стержнів (кутників) довжиною 5 м зі стороною 50 мм, з'єднаних між собою сталевією смугою 50 x 4 мм (довжина прокладеної смуги  $A = 40$  м). Глибина закладення заземлювача – 0,8 м.

Якщо до пристрою заземлення приєднують елементи різних напруг, то опір заземлення приймають по устаткуванню, для якого норма опору найменша [18, 46].

Опір пристрою, що заземлює, трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ не повинен бути вище 4 Ом [17, 46].

Таким чином визначаємо розрахунковий питомий електричний опір ґрунту для вертикальних заземлювачів:  $\rho_{ep} = \psi_{\epsilon} \cdot \rho$ , (4.1)

де  $\psi_{\epsilon}$  – коефіцієнт сезонності для електрода,  $\psi_{\epsilon} = 1,1$  [46];

$\rho$  – питомий опір ґрунту,  $\rho = 155 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  [46].

Визначаємо розрахунковий питомий електричний опір ґрунту для горизонтальних заземлювачів:

$$\rho_{ep} = \psi_2 \cdot \rho, \quad (4.2)$$

де  $\psi_2$  – коефіцієнт сезонності для полосової сталі,  $\psi_2 = 2$  [46].

$$\rho_{ep} = 1,1 \cdot 155 = 170,5 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{ep} = 2 \cdot 155 = 310 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Визначаємо опір розтіканню струму вертикального стержневого електрода з кутової сталі за формулою:

$$R_{\text{вд}} = \frac{\rho_{ep}}{2\pi \cdot l} \cdot \left[ \ln \frac{2 \cdot l}{0,95 \cdot b} + 0,5 \ln \left( \frac{4h_{cp} + l}{4h_{cp} - l} \right) \right], \quad (4.3)$$

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

$h_{cp}$  – глибина закладення, рівна відстані від поверхні землі до середини стержня, м.

$$h_{cp} = \frac{l}{2} + h, \quad (4.4)$$

де  $h$  – глибина закладення стрижня, чисельно рівна відстані від поверхні землі до нижнього кінця стрижня, м.

$$h_{cp} = \frac{5}{2} + 0,8 = 3,3 \text{ м}.$$

$$R_{\text{вд}} = \frac{170,5}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left[ \ln \frac{2 \cdot 5}{0,95 \cdot 0,05} + 0,5 \ln \left( \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) \right] = 29,34 \text{ Ом}.$$

Визначаємо опір розтіканню струму вертикального стержневого електрода з кутової сталі за формулою:

$$R_z = \frac{\rho_{zp}}{2\pi \cdot A} \ln\left(\frac{2 \cdot A^2}{b_1 \cdot h}\right), \quad (4.5)$$

де  $A$  – довжина горизонтальних заземлювачів,  $A = 40$  м;

$b_1$  – ширина горизонтальних заземлювачів,  $b_1 = 0,05$  м.

$$R_z = \frac{310}{2 \cdot 3,14 \cdot 40} \ln\left(\frac{2 \cdot 40^2}{0,05 \cdot 0,8}\right) = 4,34 \text{ Ом.}$$

Визначимо теоретичне число стержнів за формулою:

$$n_m = \frac{R_{\text{до}}}{R_z}, \quad (4.6)$$

де  $R_{\text{до}}$  – гранично допустиме значення опору заземлення електрообладнання,  $R_{\text{до}} = 4$  Ом [18, 46].

$$n_m = \frac{29,34}{4} = 7,4 \text{ шт.}$$

Приймаємо до встановлення на підстанції 8 стержнів і розташовуємо їх у ґрунті на відстані 5 м один від одного.

За кривими [46], у залежності від числа вертикальних заземлювачів і відношення відстані між електродами  $a = L/n_m$  до довжини вертикальних заземлювачів ( $a/l$ ) визначаємо коефіцієнти екранування вертикальних і горизонтальних заземлювачів.

$$\frac{a}{l} = \frac{40/8}{5} = 1; \quad \eta_6 = 0,67; \quad \eta_2 = 0,40.$$

Визначимо дійсне число стержнів за формулою:

$$n_{\partial} = \frac{R_{6\partial}}{\eta_6} \left( \frac{R_2 - R_{2\partial} \cdot \eta_2}{R_{2\partial} \cdot R_2} \right), \quad (4.7)$$

де  $\eta_6, \eta_2$  – коефіцієнти екранування вертикальних і горизонтальних заземлювачів.

$$n_{\partial} = \frac{29,34}{0,67} \left( \frac{4,34 - 4 \cdot 0,40}{4 \cdot 4,34} \right) = 7,9 \text{ шт.}$$

Приймаємо підстанції дійсне число стержнів  $n_{\partial} = 8$  шт. Так як значення теоретичної кількості стержнів збігається з дійсною кількістю то значення коефіцієнти екранування вертикальних і горизонтальних заземлювачів приймаємо як і для теоретичної кількості стрижнів

У результаті екранування загальний опір  $n$  заземлювачів не дорівнює сумі опорів одиничних заземлювачів тому опір складного заземлювача визначається з урахуванням коефіцієнта використання (екранування):

$$R_{\text{уточн}} = \frac{R_{6\partial} \cdot R_2}{R_2 \cdot n_{\partial} \cdot \eta_6 + R_{6\partial} \cdot \eta_2}, \quad (4.8)$$

$$R_{\text{уточн}} = \frac{29,34 \cdot 4,34}{4,34 \cdot 8 \cdot 0,67 + 29,34 \cdot 0,40} = 3,6 \text{ Ом.}$$

Загальний опір заземлювача складає  $R_{\text{уточн}} = 3,6 < 4$  Ом, що задовольняє умови, що наведені в [46].

#### 4.2.2 Пожежна безпека

Процес горіння, як правило, спричиняють речовини, що мають підвищену вогнебезпечність. Тривалість пожежі залежить від характеру горючої речовини і величини пожежного навантаження, тобто маси горючих матеріалів на одиницю площі.

Початок пожежі можна уявити собі так: якщо в холодну горючу речовину ввести тепловий імпульс, вона розігрівається і внаслідок окислення киснем починає виділяти тепло, яке розігріває сусідні шари, в яких також починається хімічна реакція. Швидкість пошарового розігрівання створює ланцюгову реакцію і визначає інтенсивність пожежі, що є її найважливішою характеристикою.

Зону, у якій підігрівається горюча речовина й протікає хімічна реакція називають фронтом пожежі. Процес пошарового (ланцюгового) розігрівання, окислення й згорання триває доти, поки не вигорить весь об'єм горючої речовини. Пожежа може спричинити значні збитки [45].

Розглянемо заходи пожежної безпеки з урахуванням специфіки енергетичних об'єктів Міністерства енергетики та вугільної промисловості України й рекомендації щодо гасіння пожеж на електроустановках, що перебувають під напругою.

План пожежогасіння є основним документом, що встановлює порядок організації гасіння пожеж на енергетичних об'єктах, взаємодії персоналу об'єкта й особового складу пожежних підрозділів, які прибули на місце пожежі, а також визначає заходи безпеки, обов'язкові для виконання під час гасіння пожеж. Плани пожежогасіння складаються обов'язково для [45]:

- теплових електростанцій незалежно від потужності;
- гідроелектростанцій потужністю 20 МВт й вище;
- стаціонарних дизельних електростанцій і газотурбінних установок потужністю 10 МВт й вище;

- районних станцій теплопостачання (промислових котелень) сумарною тепловою потужністю більше 300 Гкал;
- самостійних складів твердого палива та мазутних господарств із резервуарами об'ємом більше 10 тис.м<sup>3</sup>;
- підстанцій 500 кВ й вище.

Для підстанцій напругою від 110 (35) до 500 кВ допускається складати тільки картки пожежогасіння та схему розташування сил і засобів пожежогасіння (графічна частина).

Картки пожежогасіння повинні зберігатись у чергового персоналу.

Під час розроблення плану пожежогасіння в обов'язковому порядку враховуються питання необхідності збереження безперервного режиму роботи максимальної кількості одиниць обладнання для забезпечення споживачів тепловою та електричною енергією під час конкретної пожежі, а також умови забезпечення безпеки.

Коригування планів і карток пожежогасіння необхідно виконувати:

- під час розширення або реконструкції енергетичного об'єкта;
- якщо було виявлено недоліки під час проведення щорічних спільних протипожежних тренувань (навчань) або гасіння пожежі;
- в разі одержання вказівок від Міністерства енергетики та вугільної промисловості України та Держпожбезпеки;
- якщо виявлено недоліки під час проведення перевірок Держпожбезпеки або Службою пожежної безпеки Міністерства енергетики та вугільної промисловості України.

Після затвердження плану пожежогасіння на енергетичному об'єкті його необхідно довести до відома кожного працівника об'єкта з використанням групового або індивідуального методу навчання на цьому об'єкті.

Начальники змін, диспетчери підстанцій і підприємств мереж, машиністи блоків, оператори та інший черговий персонал енергетичного об'єкта зобов'язані вивчити і знати зміст плану пожежогасіння конкретного підприємства нарівні з технологічними та іншими посадовими інструкціями.

План пожежогасіння необхідно відпрацювати на заняттях особового складу гарнізону пожежної охорони й планових протипожежних тренуваннях.

Текстова частина плану пожежогасіння повинна бути конкретною, без другорядних деталей і пояснень, і містити порядок основних обов'язків оперативного персоналу під час виникнення пожежі:

- повідомлення про пожежу в пожежну охорону, керівництву підприємства, диспетчеру вищого рівня та посадовим особам;
- перевірка пуску в роботу установок пожежогасіння та резервних насосів для підвищення тиску й витрати води в протипожежному водопроводі;
- організація збору персоналу об'єкта для задіяння наявних засобів пожежогасіння та евакуації людей (за необхідності);
- організація гасіння пожежі наявними силами й засобами, а також охолодження (за необхідності) несучих металевих ферм, колон, балок, близько розташованого обладнання;
- проведення необхідних операцій із технологічним обладнанням, яке перебуває поза зоною пожежі, для забезпечення стійкого й безпечного режиму його роботи;
- дії персоналу зі збереження власних потреб об'єкта, з перемикання обладнання, збереження електроживлення насосів протипожежного водопостачання й установок пожежогасіння, а також вузлів керування системами протипожежного захисту;
- установа конкретної відповідальної особи за підготовку бланка-допуску на проведення гасіння пожежі (в т.ч. на обладнанні, яке перебуває під напругою);
- визначення порядку підготовки й видачі індивідуальних засобів захисту (діелектричного взуття, рукавиць, заземлювальних пристроїв), а також проведення робіт із заземлення пожежної техніки та перевірки якості цього заземлення;
- зустріч і супровід підрозділів пожежної охорони, що прибувають;
- участь у роботі штабу пожежогасіння й забезпечення консультацій для керівника гасіння пожежі з особового складу пожежної охорони [44].



Враховуючи особливості технології енергетичного виробництва й застосовуваних будівельних матеріалів, у плані пожежогасіння необхідно брати до уваги вимоги безпеки під час дій особового складу пожежних підрозділів і персоналу об'єкта, а також надавати конкретні й стислі рекомендації з гасіння наявних на об'єкті та в обладнанні вогнебезпечних газів, рідин і твердих матеріалів для запобігання розтіканню, плавленню та утворенню вибухонебезпечних концентрацій речовин.

У разі необхідності виконання дій з обладнанням, яке перебуває в оперативному віданні або впливає на режим роботи енергосистеми, картки пожежогасіння погоджуються з територіальним диспетчерським управлінням.

Для пожежних підрозділів у плані пожежогасіння:

- дається розрахунок сил і засобів для гасіння пожежі, що розвинулася, визначається порядок їх швидкого зосередження;

- визначаються особливості розвитку пожежі та боротьби з нею на цьому об'єкті з різноманітними варіантами рішень залежно від ситуації на пожежі;

- враховується необхідність негайного надання допомоги людям, які знаходяться в задимлених приміщеннях і приміщеннях, що горять, раціонального використання наявних у розпорядженні керівника гасіння пожежі сил і засобів, їх активної взаємодії;

- надаються рекомендації керівнику гасіння пожежі, начальникові штабу пожежогасіння, іншим членам штабу, вимоги до безпеки.

На план-схемі наносяться всі вододжерела із зазначенням відстані від вододжерел до основних будівель (місць пожежі) та рекомендований оптимальний варіант прокладання рукавних ліній.

Зазначається оптимальний варіант розміщення пожежної техніки, який задовольняє різноманітні ситуації під час пожежі на енергооб'єкті, й місця її заземлення.

Під час визначення місць встановлення пожежної техніки необхідно враховувати умови безпеки особового складу пожежних підрозділів і техніки від падіння будівельних конструкцій, опор або високовольтних проводів і кабелів, можливих викидів речовин, які горять, і та ін.

На план-схемі необхідно позначити місця розміщення пожежної техніки, яка перебуває в резерві, а також входів у кабельні приміщення.

За необхідності до плану пожежогасіння додаються схеми внутрішнього протипожежного водопроводу, схеми установок пожежогасіння, розрізи та по-поверхові плани будинків і споруд.

План-схема плану пожежогасіння повинна затверджуватися начальником гарнізону пожежної охорони та директором підприємства.

Рекомендації щодо гасіння пожеж на електроустановках під напругою

Під час гасіння пожеж на електроустановках під напругою з використанням ручних стволів необхідно:

- застосовувати ефективні засоби та прийоми подачі вогнегасних речовин у зону горіння;

- дотримуватись електробезпечних відстаней від електроустановок, що перебувають під напругою, до пожежників, які працюють із ручними пожежними стволами;

- застосовувати індивідуальні ізолюючі електрозахисні засоби під час гасіння пожеж на електроустановках без зняття напруги;

- забезпечувати надійне заземлення пожежних стволів і автомобілів.

Як вогнегасні речовини під час гасіння пожеж на електроустановках під напругою доцільно використовувати розпилені струмені води, інертні гази й порошкові суміші, а також комбіновану суміш – розпилену воду з порошком.

Застосовувати піни під час гасіння пожеж на електроустановках під напругою ручними засобами за участю людей забороняється.

Під час гасіння пожежі на електроустановках під напругою необхідно застосовувати засоби та прийоми подачі в зону горіння вогнегасних речовин, які забезпечують безпечну роботу пожежників і ефективне гасіння пожежі.

Час перебування пожежників на бойових позиціях при гасінні пожежі на електроустановках напругою до 220 кВ включно не обмежується.

## ВИСНОВКИ

Основними результатами кваліфікаційної магістерської роботи є наступне:

1. На основі аналізу ефективності транспортування електричної енергії розподільними мережами напругою 10 кВ Пустомитівського РЕМ виявлено небаланс між обсягом електричної енергії, що надійшла на підстанцію і обсягом енергії, що реалізована споживачам. Основними причинами небалансу є втрати електроенергії в розподільній мережі напругою 10 кВ.

2. Встановлено, що втрати електроенергії в розподільних мережах складаються із технологічних (технічних, витрат на власні потреби та втрат від недообліку енергії) та комерційних. Технічні втрати значно залежать від температури оточуючого середовища і сили струму що протікає проводами. Ці фактори на даний час не враховуються, що веде до зменшення точності

3. Встановлено, що найбільш значимою проблемою в оцінці і аналізі втрат електричної енергії є розрахунок технологічних втрат, особливо в мережах напругою 0,38-10 кВ, і забезпеченість розрахунків достовірною початковою інформацією.

4. Одним із напрямів підвищення точності розрахунку навантажувальних втрат електроенергії в ПЛ є оперативне визначення активних опорів проводів з врахуванням робочого струму, що протікає по лініях і температури довкілля.

Зміна температури повітря довкілля від  $-20$  до  $+40$  для проводу АС 50 довжиною 1 км, призводить до розходження значень опорів на 20,7%. Застосовування вдосконаленого методу по-елементного розрахунку втрат електроенергії, що враховує залежність опору проводів від температури довкілля і від температури, що спричиняється струм навантаження дозволить підвищити точність вимірювань.

5. Запропоновано застосовувати програмно-технічний комплекс з моніторингу параметрів розподільної мережі та втрат електроенергії з урахуванням впливу температури довкілля і струму на опір елементів мережі.

6. Запропоновано на магістральних ділянках фідерів напругою 10 кВ № 23 та № 25, що мають найбільші втрати, замінити існуючі проводи на ізольовані самоутримні марки СПП-3 перерізом 50 та 95 мм<sup>2</sup>. Такий захід дозволить значно знизити втрати електроенергії у вказаних фідерах.

7. Техніко-економічні розрахунки показали, що запропоновані заходи зі зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах є ефективними. Втрати електроенергії в розподільній мережі 10 кВ підстанції зменшено на 91, 1 МВт·год. Економічний ефект від впровадження заходів становить 131 тис. грн. Термін окупності додаткових капітальних вкладень становить 1 рік.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Воротницкий, В. Э. Снижение потерь электроэнергии – важнейший путь энергосбережения [Электронный ресурс] / Энергосбережение №3–2014. – Режим доступа: \WWW/ URL: [http://journal.esco.co.ua/esco/2014\\_4\\_5/art26.pdf](http://journal.esco.co.ua/esco/2014_4_5/art26.pdf). – 12.10.2019 р. – Загол. з екрану.
2. Технічний звіт ПрАТ «Західобленерго» [Текст]. Львів, 2018. – 79 с.
3. Запоріжжяобленерго [Електронний ресурс] / ПАТ «Запоріжжяобленерго». Режим доступу : \WWW/ URL: <http://www.zoez.narod.ru/> – 14.10.2019 р. – Загол. з екрану.
4. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика [Електронний ресурс] / Міністерство енергетики та вугільної помисловості України. – Режим доступу : \WWW/ URL : [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=227966&cat\\_id=104126](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=227966&cat_id=104126) – 02.11.2019 р. – Загол. з екрану.
5. Могиленко, А. П. Снижение потерь электроэнергии [Электронный ресурс] / Новости электротехники, №4(106), 2017р. – Режим доступу : \WWW/ URL: <http://news.elteh.ru/arh/2006/40/12.php> – 10.11.2019 р. – Загол. з екрану.
6. Стребков, Д. С. Зниження втрат електроенергії та втрат потужності в розподільчих мережах [Електронний ресурс] / Журнал «Енергозбереження» №6, 2000р.. – Режим доступу : \WWW/ URL: [http://tgv.khstu.ru/lib/artic/energy/2000/6/5/6\\_5.html](http://tgv.khstu.ru/lib/artic/energy/2000/6/5/6_5.html). – 02.11.2019 р. – Загол. з екрану.
7. Бородай М. М. Аналіз можливості зменшення втрат електричної енергії в розподільних мережах / М. М. Бородай, О. І. Коваленко, // Матеріали XXIV науково-технічної конференції студентів, магістрантів, аспірантів молодих вчених та викладачів. Енергетика, електроніка та інформаційні технології. Том III. 26-29 листопада 2019 р. – Захід : ЗНУ, 2019. – С. 24.
8. Воротницкий, В. Э. Снижение потерь электроэнергии. Динамика, структура, анализ и мероприятия [Электронный ресурс] / ЭСКО №7, 2005р. –

Режим доступу: \WWW/ URL: [http://esco-ecosys.narod.ru/2005\\_7/art220.htm](http://esco-ecosys.narod.ru/2005_7/art220.htm). – 12.11.2019 р. – Загол. з екрану.

9. Потери електроенергії в сетях. Расчет потерь электроэнергии. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: \WWW/ URL: [http://www.enercomserv.ru/?issue\\_id=6&id=87](http://www.enercomserv.ru/?issue_id=6&id=87). – 12.11.2019 р. – Загол. з екрану.

10. ГКД 34.20.507-2003. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж [Електронний ресурс] / ДНАОП. Законодавча база. – Режим доступу: \WWW/ URL: [https://dnaop.com/html/40913/doc-%D0%93%D0%9A%D0%94\\_34.20.507-2003](https://dnaop.com/html/40913/doc-%D0%93%D0%9A%D0%94_34.20.507-2003). – 12.12.2019 р. – Загол. з екрану.

11. Запоріжжяобленерго [Електронний ресурс] / ПАТ «Запоріжжяобленерго». Режим доступу : \WWW/ URL: <http://www.zoe.com.ua/> підприємства / – 14.12.2019 р. – Загол. з екрану.

12. Маляренко, В. А. Энергоефективність та енергоаудит [Текст] : навч. посібник / В. А. Маляренко, І. А. Немировський ; ред. В. А. Маляренко ; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва ; Центр енергозберігаючих технологій. – Х. : САГА, 2009. – 330 с. – ISBN 978-966-2918-91-5.

13. Варнавский, Б. П. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий [Текст] / Б. П. Варнавский, А. И. Колесников, М. Н. Федоров. – М. : Издание Ассоциации энергоменеджеров, 1999. – 234 с.

14. Мамалига, В. М. Розроблення алгоритму проведення аудиту енергетичної складової тарифів / В. М. Мамалига // Формування ринкових відносин в Україні. – 2009. – № 11. – С. 64 – 69.

15. Энергозбереження в сучасній Україні [Текст] / укл. В. І. Алексеева ; відповід. ред. Ж. І. Коробка. – Краматорськ : ДДМА, 2015. – 35 с.

16. Самойлов, М. В. Основы энергосбережения [Текст] : Учеб. пособие для вузов / М. В. Самойлов, В. В. Паневчик, А. Н. Ковалев. – Мн. : БГЭУ, 2002. – 198 с.

17. Энергозбереження: посібник [Текст] : посібник з раціонального використання ресурсів та енергії / О. В. Мельникова, Праховник А. В., Даг Арне Хойстад [та ін.]. – Вид. 2-ге, [перероб. та доп.]. – К. : Вид-во "КВІЦ", 2004. – 104 с.

18. Основи електропостачання сільського господарства [Текст] : Навчальний посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь – ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – ISBN 978-966-197-115-7.

19. Бохмат, И. С. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах / И. С. Бохмат, В. Э. Воротницкий, Е. П. Татаринов // Электрические станции. – 1998. – №9 – С. 53–59.

20. Р 50–072–98 Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно. – К.: Держстандарт України, 1999. – 66 с.

21. Воротницкий, В. Э. Структура и снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях: информационные материалы международного научно-технического семинара «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях» / В. Э. Воротницкий. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 215 с.

22. Рожков, Е. Н. Электронные счетчики электроэнергии бытового и промышленного назначения [Текст] / Е. Н. Рожков // Электроника: Наука, Технология, Бизнес. – 1998. – №1. – С. 29–32.

23. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений [Текст]. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987. – 138 с.

24. Аганичев, А. В. Цифровые счетчики электрической энергии [Текст] / А. В. Аганичев, Д. Н. Панфилов, М. И. Плавич // Chip news. – 2000. – №2. – С. 18-22.

25. Квитка, В. И. Системный подход к разработке АСУ электрическими сетями на примере ГАЭК «Харьковоблэнерго» [Текст] / В. И. Квитка, Н. М. Черемисин, В. М. Зубко, Н. Н. Титов, В. Ю. Прохвятилов // Энергетика и электрификация. – 1999. – №7. – С. 14–19.

26. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зменшення [Текст]: ГНД 34.09.204 – 2004. – К.: ГРІФРЕ, 2004. – 159 с.

27. Скотт В. Обзор методов расчета потокораспределения [Текст] / В. Скотт // ТИИЕР, 1974. – 62, №7. – С.64 – 81.

28. Мірошник, О. О. Структура втрат електричної енергії та методика їх розрахунку [Текст] / Мірошник О. О. // Вісник ХДТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків: ХДТУСГ, 2004. – Вип. 27. – Т. 1. – С. 25–31.

29. Воротницкий, В. Э. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций [Текст] / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина, В. Н. Апраткин, <http://www.abok.ru>.

30. Лежнюк, П. Д. Розв'язання задач оптимального керування усталеними режимами електричних систем з використанням об'єктно-орієнтованого аналізу [Текст] / П. Д. Лежнюк, Ю. В. Лук'яненко, В. В. Кулик // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 1999. – №1. – С. 30–35.

31. Маркушевич, Н.С. Автоматизированная система диспетчерского управления [Текст]. Из опыта Латвийской энергосистемы / Н. С. Маркушевич. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 136 с.

32. Черемісін, М. М. Удосконалення розрахункових моделей технічних втрат в електричних мережах 10(6)–0,4 кВ в умовах неповноти вихідної інформації [Текст] / М. М. Черемісін, О. О. Мірошник // Праці ТДАТА «Наукове фахове видання». – Мелітополь: ТДАТА, 2006. – Вип. 45. – С. 97–102.

33. Черемісін, М. М. Вимоги до системи автоматизованого моделювання та розрахунку втрат з урахуванням метеопараметрів в системах електропостачання [Текст] / М. М. Черемісін, О. О. Мірошник, О. Ю. Аллашев // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». – Харків: ХНТУСГ, 2006. – Вип. 43, Т. 2. – С. 167–171.



34. Мірошник, О. О. Методи та підходи до розрахунку втрат електричної енергії в розподільчих електричних мережах [Текст] / О. О. Мірошник // Праці ТДАТА «Наукове фахове видання». – Мелітополь: ТДАТА, 2007. – Вип. 7, Т. 3. – С. 162–172.

35. Черемисин, Н. М. Определение технических потерь электроэнергии на основе моделирования нормальных режимов электрических систем в реальном времени [Текст] / Н. М. Черемисин, Н. Н. Титов // Электрические сети и системы. – 2006. – №3. – С. 59–64.

36. Мірошник, О. О. Підвищення ефективності керування та експлуатації розподільних електричних мереж на базі моніторингу [Текст] / Черемисін М. М., Мірошник О. О. // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків: ХНТУСГ, 2008. – Вип. 73, Т. 1. – С. 3–5.

37. Стогний, Б. С. Теоретические основы построения микропроцессорных систем в электроэнергетике [Текст] / Б. С. Стогний, А. В. Кириленко, Д. К. Проске та ін. – К.: Наукова думка, 1992. – 320 с.

38. Самонесущие изолированные провода (СИП) [Електронний ресурс] / Режим доступу: \WWW/ URL: <http://malahit-irk.ru/index.php/2011-01-13-09-04-43/100-2011-04-28-07-50-07.html>. – 08.10.2017 р. – Заголовок з екрану.

39. Провод самонесущий СИП-3 [Електронний ресурс] / Одескабель. Торговий дом. Режим доступу: \WWW/ URL : [http://tdok.com.ua/ru/products/details/provod\\_samonesushtij\\_sip\\_3\\_1h50\\_20/index.html](http://tdok.com.ua/ru/products/details/provod_samonesushtij_sip_3_1h50_20/index.html). – 08.12.2019 р. – Заголовок з екрану.

40. Абрамович, Б.Н. Расчет и проектирование воздушных линий с покрытыми изоляцией проводами [Текст] / Б.Н. Абрамович, В.М. Гульков, В.В. Полищук. – Под общ. ред. Б.Н. Абрамовича. – СПб.: Изд-во Нестор. 2003. – 109с.

41. Жовнір, Ю.М. Проектування, монтаж та експлуатація повітряних ліній із застосуванням самоутримних ізолюваних проводів та арматури SICAME [Текст] : Посібник / Ю.М. Жовнір, О.П. Жовнір. – «СІКАМ УКРАЇНА», 2008. – 261 с.

42. Кожемякін, Г.Б. Охорона праці та техногенна безпека: методичні вказівки до виконання розділу магістерських робіт [Текст] / Г. Б. Кожемякін, В. Г. Рижков, К. В. Белоконь. – Запоріжжя: ЗДІА, 2012. – 50с.
43. Протоєрейський, О. С. Охорона праці в галузі [Текст] / О. С. Протоєрейський, О. І. Запорожець. – К. : НАУ, 2005. – 267с.
44. Гогіташвілі, Г.Г. Управління охороною праці та ризиком за міжнародними стандартами [Текст] / Г.Г. Гогіташвілі, Є.Т. Картчевські, В.М. Лапін. – К.: Знання, 2007. – 367 с.
45. Гандзюк, М.П. Основи охорони праці [Текст]: Підруч. Для студ вищих навч. закладів / М. П. Гандзюк, Е. П. Желібо, Л. О. Халімовський. – К.: Каравела. – 2005.
46. Єрмолаєв, С. О. Проектування систем електропостачання в АПК [Текст] / С. О. Єрмолаєв, В. Ф. Яковлев, В. О. Мунтян та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.
47. Покропивный, С. Ф. Экономика предприятия [Текст]: учебник / С.Ф. Покропивный. – К.: КНЭУ, 2003. – 608 с.