

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020р.

**Пояснювальна записка**  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня «магістр»

**ДОСЛІДЖЕННЯ ВЗАЄМОВПЛИВУ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ  
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ  
08-13.МКР.008.00.095 ПЗ**

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕСМ-18м з/в  
спеціальності  
141 – Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка

Освітня програма «Електричні системи і  
мережі»

Павлюк М.М. \_\_\_\_\_

Керівник:

к.т.н., доц.,

Бурикін О.Б. \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Рецензент: \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ ЕСС \_\_\_\_\_

д-р техн. наук., проф. Лежнюк П. Д. \_\_\_\_\_  
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.) (підпис)  
" " \_\_\_\_\_ 2019 р.

## ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.  
Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

Магістранта групи ЕСМ-18м з/в Павлюка Максима Миколайовича

(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Дослідження взаємовпливу режимів розподільних електричних мереж та відновлювальних джерел енергії»

Вхідні дані: параметри розподільної мережі 10 кВ Ямпільського району .

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: Графіки навантажень підстанції Сл. Підлісівської підстанції 35/10 кВ; Схема електричних з'єднань 31, 33, 35 фідерів Сл. Підлісівської підстанції; Схема Цекинівської СЕС; Техніко-економічні показники.

2. Текстова (пояснювальна записка): Актуальність та обґрунтування доцільності розробки; Проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії; Оптимізація місць приєднання розподілених джерел енергії у розподільних мережах; Визначення втрат потужності електричної мережі 10 кВ; Техніко економічна частина; Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

\_\_\_\_\_  
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

О.Б. Бурикін

ініціали та прізвище

Економічна частина

\_\_\_\_\_  
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

В. В. Нетребський

ініціали та прізвище

Охорона праці та безпека  
в надзвичайних ситуаціях

\_\_\_\_\_  
(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Є. А. Бондаренко

Дата попереднього захисту роботи “ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ грудня 20\_\_ р.

Рецензент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

\_\_\_\_\_  
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

О.Б. Бурикін

ініціали та прізвище

Завдання отримав магістрант

\_\_\_\_\_  
(підпис)

М.М. Павлюк

(ініціали та прізвище)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	7
АННОТАЦІЯ.....	8
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ .....	9
ВСТУП .....	10
РОЗДІЛ 1 ПРОБЛЕМИ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З РОЗПОДІЛЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ.....	12
1.1 Принципи функціонування електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії в концепції Smart Grid.....	12
1.2 Особливості експлуатації розподільних електромереж в умовах балансуючого ринку електроенергії і адресного електропостачання.....	17
1.2.1 Загальна оцінка впливу відновлювальних джерел електроенергії на роботу розподільних електричних мереж.....	17
1.2.2 Вплив ВДЕ на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах.....	20
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ВИДІЛЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ВІД ВЗАЄМОВПЛИВУ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ.....	29
2.1. Методи дольового розподілу, що засновані на адресності активних та реактивних потужностей. ....	29
2.2. Розрахунок втрат потужності та енергії від транзитних перетоків методом прямих розрахунків. ....	33
2.3. Методи дольового розподілу засновані на використанні еквівалентної мережі. ....	35
2.4. Метод виділення втрат потужності від транзитних перетоків на основі формування матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності. ....	36

РОЗДІЛ 3 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ  
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ  
ЕНЕРГІЇ 42

3.1 Оптимізація режимів роботи електричної мережі .....	50
3.1.1 Зв'язок фідерів №10 та №15 ПС «Ямпіль» .....	50
3.1.2 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль» .....	53
3.1.3 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль» .....	56
3.1.4 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль» .....	59
3.1.5 Зв'язок фідера №45 ПС «Михайлівка» та фідера №2 ПС «Івонівка» .....	61
3.1.6 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль» .....	64
3.1.7 Розрахунок втрат ПС 35/10 «СЛ. Підлісівська» ф.№31 із сонячною електростанцією у режимі «день» та «ніч» .....	64
РОЗДІЛ 4 ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	67
4.1 Вибір остаточного варіанту впровадження електроощадних заходів .....	70
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	76
5.1 Задачі розділу .....	76
5.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України .....	77
5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж .....	78
5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України .....	78
5.3.2 Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ .....	80
5.4 Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ .....	84

5.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	85
5.5.1 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії іонізуючих випромінювань .....	87
5.5.2 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії електромагнітного імпульсу .....	88
ВИСНОВКИ .....	92
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	94
ДОДАТОК А .....	100

## АНОТАЦІЯ

Павлюк М.М.: «Дослідження взаємовпливу режимів розподільних електричних мереж та відновлювальних джерел енергії». Магістерська кваліфікаційна робота - Вінниця: ВНТУ, 2020. – 80 с., Таблиць: 11, Рисуноків : 21, Бібліографія: 37.

В представленій магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії, стан та загальну характеристику проблеми використання ВДЕ, проведено стандартизацію функціонування розподілених джерел енергії при їх інтеграції у розподільні мережі на базі концепції Smart Grid, виконано оптимізацію місць приєднання відновлювальних джерел енергії у розподільних мережах. Проведено розрахунки з визначення оптимального місця приєднання відновлювальних джерел енергії у розподільних електричних мережах.

Ключові слова: розосереджені джерела енергії, розподільча електрична мережа, оптимізація, Smart Grid.

## АННОТАЦИЯ

Павлюк М.Н.: «Исследование методов оптимизации мест присоединения рассредоточенных источников энергии в распределительных сетях». Магистерская квалификационная работа - Винница: ВНТУ, 2019. - 80 с., Таблиц: 11 рисунков: 21 Библиография: 37.

В данной магистерской квалификационной работе рассмотрены проблемы функционирования распределительных электрических сетей с распределенными источниками энергии, состояние и общую характеристику проблемы использования РИЭ, проведена стандартизация функционирования распределенных источников энергии при их интеграции в распределительные сети на базе концепции Smart Grid, выполнено оптимизацию мест присоединения рассредоточенных источников энергии в распределительных сетях. Проведены расчеты по определению оптимального места присоединения рассредоточенных источников энергии в распределительных электрических сетях.

Ключевые слова: рассредоточенные источники энергии, распределительная электрическая сеть, оптимизация, Smart Grid.



## **ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ**

АЕС – атомна електрична станція;

ВЕС – вітрова електрична станція;

ГДК – гранично допустима концентрація;

ГЕУ - геліоенергетичні установки;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕС – електрична станція;

ЕМ – електричні мережі;

ЕОМ – електронна обчислювальна машина;

ЛЕП – лінія електропередачі;

МГЕС – мала гідроелектростанція;

НС – навколишнє середовище;

ПС – підстанція;

РДДБ – ринок двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії;

ВДЕ – розосереджені джерела електроенергії;

РЕМ – розподільча електрична мережа;

СЕС – сонячна електрична станція;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТП – трансформаторна підстанція.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Поновлювані джерела енергії в поєднанні з раціональним енергоспоживанням можуть до 2050 року задовольнити половину загальносвітових потреб в енергоресурсах. Однак час для реалізації такого сценарію стрімко йде. Переважна частина наукового співтовариства одностайна в тому, що клімат змінюється, і що ця зміна викликана здебільшого антропогенною діяльністю (в тому числі в результаті спалювання викопних видів палива). Якщо не вживати ніяких дій, цей процес призведе до катастрофічних наслідків. Більш того, накопичено солідний науковий матеріал, який доводить, що діяти необхідно саме зараз. Такий висновок відображений у висновках Міжурядової групи експертів зі зміни клімату (МГЕЗК) - організації, до складу якої входить понад 1000 учених.

Крім глобальної зміни клімату існують інші виклики. Імпорт енергоносіїв здійснюється з кількох країн, часто з нестабільним політичним режимом. Ціни на нафту і газ нестійкі. Забезпечення надійного енергопостачання стало пріоритетом міжнародної політики. Але, незважаючи на єдину думку про необхідність зміни способів виробництва і споживання енергії, в світі до сих пір не вироблено єдиної думки про те, як цього досягти.

Тому, використання енергії відновлюваних джерел як альтернативи традиційним енергоносіям останнім часом стає все більш актуальним. Незаперечні переваги їх застосування - невичерпність і екологічна чистота, а також необхідність забезпечення енергетичної безпеки країн, зменшення обсягів шкідливих викидів і збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь, обумовили бурхливий розвиток відновлюваної енергетики як цілком конкурентоздатної галузі енергетики. В енергобалансі всіх розвинених країн світу зростає частка таких джерел [1-11].

З погляду на особливості режимного характеру ВДЕ, як об'єктів керування, очевидно, що визначення та своєчасна реалізація керувальних

впливів для забезпечення оптимальних режимів їх роботи у відповідності зі змінами зовнішніх впливів можливі лише за допомогою автоматизованих систем керування (АСК) [12-20], з поступовим підвищенням міри автоматизації. Визначення оптимальних параметрів окремих ВДЕ у цьому випадку може здійснюватися за допомогою різноманітних методів оптимізації. Але найбільш адекватне розв'язання даної задачі забезпечують методи та підходи, які дозволяють отримати стійкі функціональні зв'язки між контрольованими параметрами та параметрами керування, що визначені базуючись на фізичних процесах перетворення енергії на ВДЕ, а також передачі та розподілу електроенергії в ЕЕС [12]. Таким чином, проблема оптимізації режимів електричних мереж з ВДЕ є досить актуальною на сьогоднішній день.

**Мета і задачі дослідження.** Метою даної магістерської роботи є оптимізація взаємовпливу режимів розподільних електричних мереж та відновлювальних джерел енергії за шляхом залучення засобів автоматичного керування.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:

- дослідження задач, пов'язаних з підвищенням ефективності роботи ВДЕ, та формування умов оптимальності їх режимів;
- аналіз особливостей використання ВДЕ у електричних системах;
- перевірка доцільності використання методів розрахунку втрат потужності в розподільчих електричних мережах з ВДЕ;

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є розподільчі електричні мережі з ВДЕ, а **предметом дослідження** – методи та засоби підвищення ефективності роботи розподільчих електричних мереж в електричних мережах енергосистем.

## РОЗДІЛ 1

### ПРОБЛЕМИ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З РОЗПОДІЛЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

#### 1.1 Принципи функціонування електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії в концепції Smart Grid

Сучасні тенденції розвитку світової енергетики спрямовані на модернізацію електричних мереж. Більшість промислово розвинених країн світу розуміють необхідність підвищення енергетичної ефективності в контексті проблем глобального потепління, стимулюючи розвиток альтернативної та відновлюваної енергетики, підвищення рівня автоматичної оптимізації та контролю електричних мереж, вдосконалення засобів релейного захисту та ін. [16].

Розвиток енергетики поставив питання про поступовий перехід від традиційних технологій, що передбачають використання централізованого генерування електричних мереж, до принципово нового рішення, яке орієнтоване на широке застосування відновлювальних джерел енергії, та активних мереж, які здатні надавати послуги з передачі та зберігання і перетворення електричної енергії. Активні електричні мережі здатні швидко адаптуватися до мінливих потреб зацікавлених сторін - власників, споживачів, продавців. Вони розглядаються як ключовий елемент інфраструктури «розумних» енергосистем майбутнього. На сьогоднішній день усі аспекти створення подібних «розумних» енергосистем розглядаються в концепції Smart Grid, найбільш відомій концепції модернізації електричних мереж [14-17].

Така концепція характеризується двосторонніми потоками електроенергії та інформації для створення автоматизованої, широко розгалуженої розподільної мережі. Обмін інформацією в ній відбувається між комунікаційними доменами генерування, передачі, розподілу та споживання електроенергії, які фізично представлені системами автоматизації та управління виробництвом кожного із доменів [16]. Крім двостороннього обміну потоками

електроенергії та інформації, ця концепція передбачає здійснення поточного контролю, захисту і оптимізації функціонування всіх взаємодіючих елементів. До цих елементів відносяться потужні генератори і відновлювані джерела енергії, які за допомогою магістральних та розподільних мереж об'єднані з промисловими споживачами, установками накопичення електроенергії, а також з кінцевими споживачами.

Слід підкреслити, що Smart Grid - це не тільки нові енергетичні технології, але також і сучасні інформаційні та комунікаційні технології білінгу, електронної комерції, управління доступом та адміністрування в мережах різного масштабу, моделювання та зберігання даних, віртуалізації, комп'ютерної безпеки, розподілених обчислень, збору, обробки і передачі інформації в реальному часі [17]. По суті, Smart Grid слід розглядати не як окрему технологію, а як комплексний підхід і методику створення великомасштабних «розумних» підприємств, що функціонують на базі нової технологічної платформи і надають широкий спектр послуг з використанням інформаційних та енергетичних технологій.

Фахівці вважають [16], що застосування сучасних технологій управління, поряд з широким використанням новітніх інформаційних і комунікаційних технологій, дасть можливість підтримувати в «розумних» енергосистемах попит і пропозицію на рівні окремого пристрою. Smart Grid дозволить споживачам усвідомлено брати участь у функціонуванні енергосистем, при цьому покращиться використання активів в енергетиці, зросте економічна ефективність, підвищиться якість електроенергії і стійкість енергосистем до несанкціонованих зовнішніх впливів. Нарешті, перехід до «розумних» енергосистем дасть поштовх до розвитку нових видів продукції та послуг, а також до формування нових ринків.

Принципи роботи Smart Grid полягають в інтеграції та автоматизації процесів генерування, передачі та споживання. В загальному випадку під Smart Grid технологіями розуміють набір програмно-апаратних засобів, які сприяють

підвищенню ефективності передачі електроенергії. Під ефективністю розуміють:

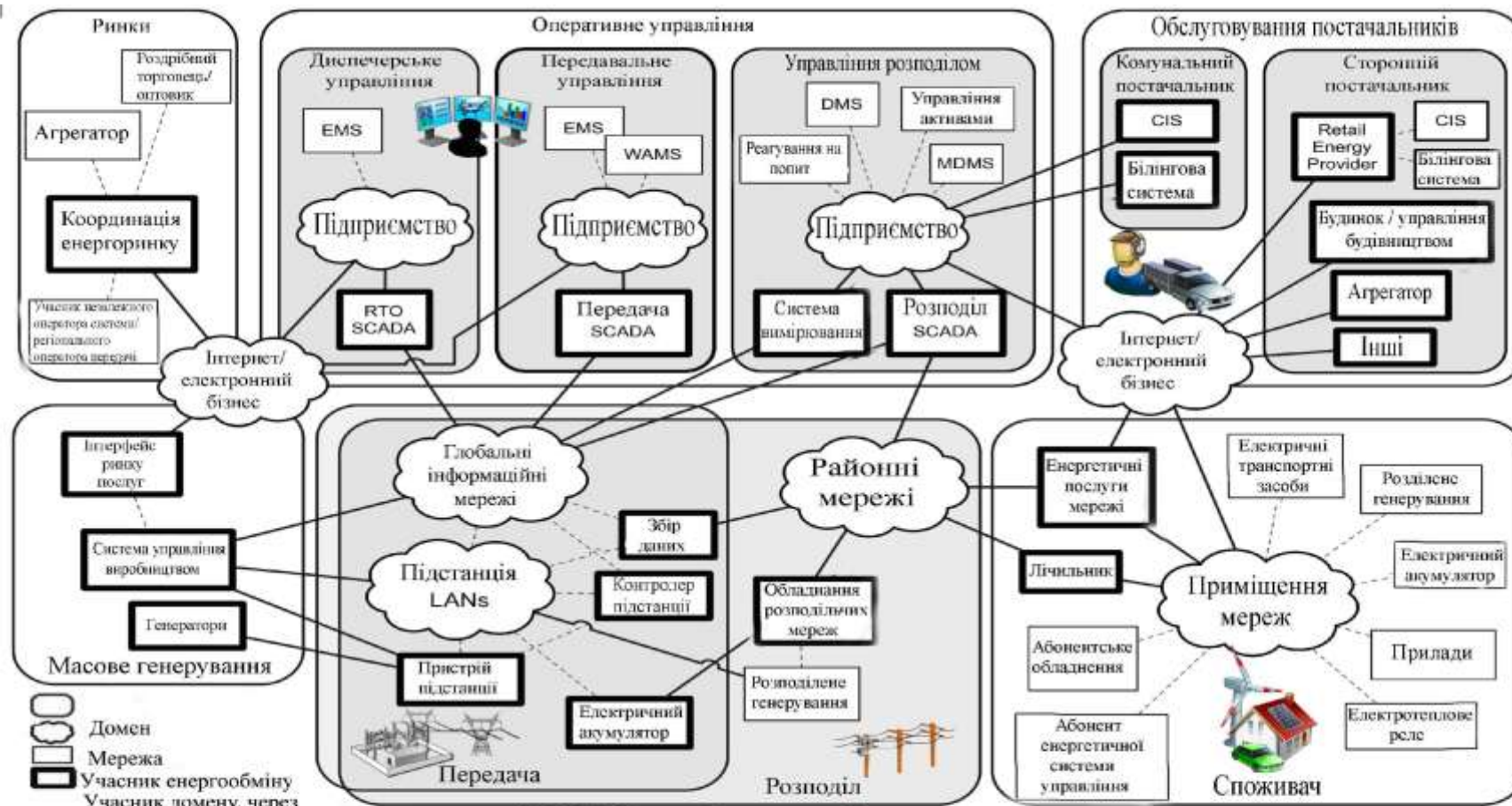
- децентралізацію функцій генерації та управління потоками електроенергії та інформації в енергетичній системі;
- зниження витрат на організацію системи передачі електроенергії;
- оперативне усунення неполадок;
- можливість передачі електроенергії та інформації в двох напрямках, що вважається важливою умовою для концепції розподіленої енергетики та використання відновлюваних джерел енергії.

Електрична мережа на основі концепції Smart Grid об'єднує дві підсистеми:

- підсистему передачі електроенергії;
- підсистему обміну інформацією.

Таким чином, окрім традиційних ліній передачі вводяться інформаційні зв'язки, які об'єднують всіх учасників ринку електроенергії. Наближений склад учасників ринку та зв'язку між ними показано на рис. 1.1.

Сучасні реалізації елементів Smart Grid у багатьох країнах дають можливість стверджувати, що технологічно такі системи створюють передумови для високоефективного використання ВДЕ для розв'язання як локальних (забезпечення максимального прибутку від їх експлуатації), так і загальносистемних (підвищення якості функціонування РЕМ) задач. Відповідно до концепції Smart Grid, усі учасники та організатори процесу енергообміну в ЕЕС можуть бути розподілені між сферами діяльності, або так званими доменами. Основні функції доменів, пов'язаних з роботою відновлюваних джерел електроенергії в розподільних мережах, показано на рис. 1.2.



- 1) WAMS- глобальна вимірювальна система.
- 2) DMS- розподільна система управління.
- 3) MDMS- лічильник системи управління базами даних.
- 4) CIS- система інформації про клієнтів.
- 5) EMS- енергетична система управління.
- 6) RTO- регіональний оператор передачі.
- 7) ISO- незалежний оператор системи.

Рисунок 1.1 – Концептуальна модель енергосистеми

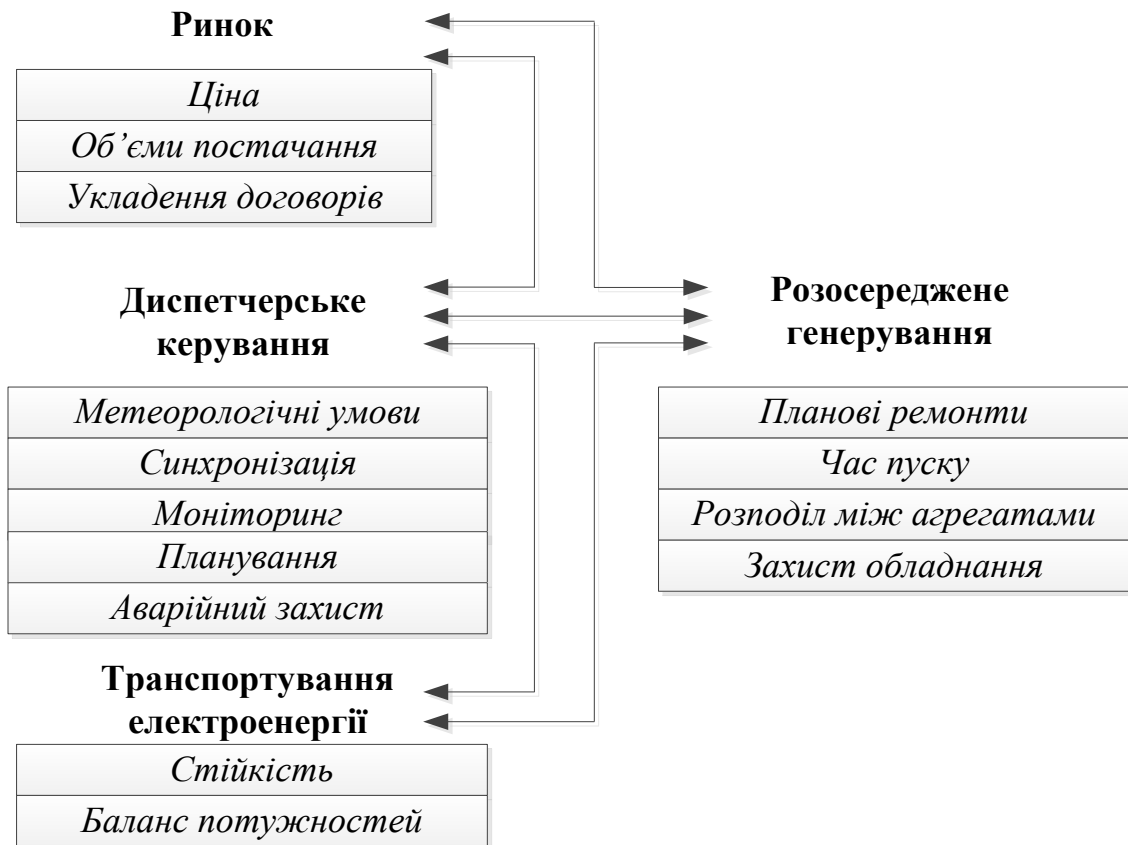


Рисунок 1.2 – Основні функції окремих доменів Smart Grid, пов'язаних з генеруванням електроенергії за рахунок відновлюваних джерел

Домен «Розосереджене генерування» об'єднує електричні станції, у тому числі ВДЕ різних типів, що видають електроенергію у розподільні електричні мережі. Його основним завданням є підвищення ефективності виробництва електроенергії такими джерелами. Особливі складнощі виникають на шляху оптимізації функціонування вітрових та сонячних електричних станцій, оскільки їх режими визначаються стохастичним впливом навколишнього середовища, й при цьому практично неможливо запасати первинну енергію (як, наприклад, у випадку малих ГЕС). Описаний домен пов'язаний інформаційними потоками з доменами керування, організації функціонування ринку електроенергії, а також доменом транспортування електроенергії. Інформаційний зв'язок з останнім є найбільш важливим, оскільки транспортний домен функціонально виконує, сумісно з іншими доменами, збір і обробку інформації, захист обладнання, оптимізацію функціонування та інше.



Інформаційні зв'язки дозволяють на рівні диспетчерського керування враховувати експлуатаційні особливості різних електричних станцій, що використовують ВДЕ, особливо ВЕС та СЕС, процес виробництва електроенергії на яких має ряд особливостей технічного та організаційного характеру. Інформаційні зв'язки з доменом «Ринок» дозволяють узгоджувати задачі оперативної оптимізації режимів ЕЕС з заявленими обсягами постачання електроенергії за умовами двосторонніх договорів, кон'юнктурою ринку електроенергії, коригуванням цін на постачання електроенергії та інші системні послуги.

## **1.2 Особливості експлуатації розподільних електромереж в умовах балансуючого ринку електроенергії і адресного електропостачання**

### **1.2.1 Загальна оцінка впливу відновлювальних джерел електроенергії на роботу розподільних електричних мереж**

В руслі переходу від оптового ринку електроенергії єдиного покупця до балансуючого і до електропостачання за двосторонніми договорами в останні роки і на перспективу в Україні спостерігається тенденція переходу від чисто централізованого електропостачання до комбінованого, коли зростає кількість місцевих джерел електроенергії. Причому частка останніх в енергобалансі енергосистем зростає. До місцевих джерел електроенергії, що працюють безпосередньо в мережах 10–6–0,38 кВ, відносяться як традиційні джерела невеликої потужності, так і альтернативні. Як альтернатива традиційним розвиваються відновлювані джерела електроенергії (ВДЕ), когенераційні установки, газо- та парогазові установки та ін.

Разом з тим електричні мережі (ЕМ) енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, коли електроенергія від крупних теплових і атомних електростанцій трансформуючись передавалась до споживачів (див. рис. 1.3). Для розподільних електричних мереж (РЕМ) 6–10 кВ, які проектувалися і експлуатуються за

розімкненими схемами, це означає що лінії електропередачі працюють в режимі з одностороннім живленням, а трансформатори є понижувальними. Відповідно до цього в РЕМ вибиралися комутаційні апарати, засоби релейного захисту і автоматики, встановлювалися системи обліку електроенергії, тощо. Стосовно до вимог надійності електропостачання споживачів та їх характеристик, вибиралась схема РЕМ та виконувалися пункти секціонування, що відповідно формувало потоки потужності в мережі. При цьому РЕМ характеризувалися певним значенням втрат електроенергії і рівнем напруг у вузлах.

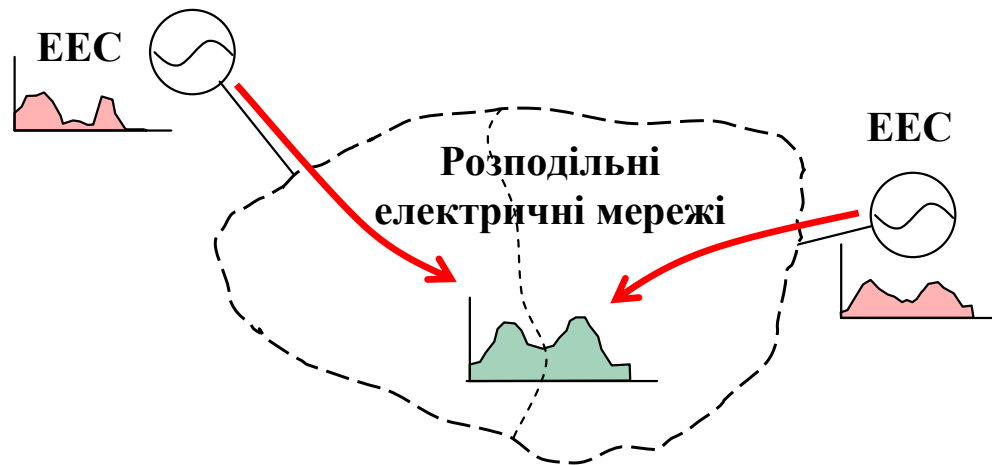


Рисунок 1.3 – Розподільні електричні мережі з централізованим живленням

З розбудовою в розподільних електричних мережах відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) (див. рис. 1.4) виникають нові задачі. Це необхідність оптимізації комбінованого електропостачання від ЕЕС і розосередженого генерування, узгодження покриття графіка навантаження розосередженими джерелами, які в силу своїх фізичних особливостей можуть видавати потужність за різними графіками, оцінка впливу ВДЕ на значення струмів короткого замикання і, відповідно, на роботу релейного захисту та автоматики, оцінка впливу на техніко-економічні показники РЕМ, тощо.

Вплив ВДЕ на режими РЕМ суттєво залежить від значення сумарного розосередженого генерування в ній, від одиничної встановленої потужності

ВДЕ та їх типу, а також від їх місця під'єднання в електричній мережі (це можуть бути шини нижчої напруги підстанцій або відгалуження ліній електропередачі).

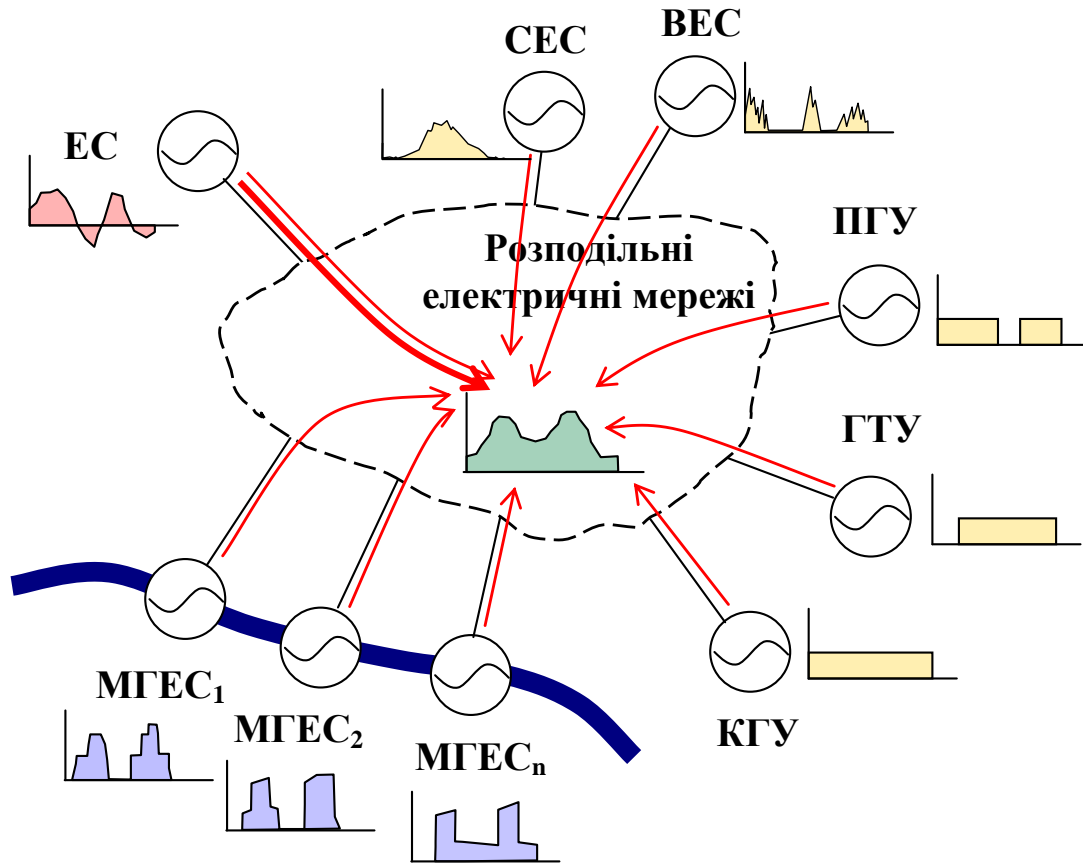


Рисунок 1.4 – Розподільні електричні мережі з комбінованим електропостачанням

Крім того слід враховувати, що одночасно змінюються економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема змінюється модель оптового ринку [12]. У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі ВДЕ, коли останні видають потужність в електричну мережу, постає необхідність узгодження їх роботи з енергосистемою, від якої здійснюється централізоване живлення. Це стає обов'язковим, коли встановлена потужність ВДЕ в ЕМ складає суттєву частку від її сумарного навантаження (наприклад, 20% і більше). В цьому випадку РЕМ можна і

доцільно розглядати як локальну електричну систему (ЛЕС), в якій окрім зазначених вище задач постають задачі дослідження статичної і динамічної стійкості ВДЕ та інші, характерні для електричної системи [24, 25].

Серед комплексу задач, що виникають в процесі впровадження ВДЕ, доцільно вивчати і розв'язувати в першу чергу ті, які безпосередньо впливають на масштаби й інтенсивність розбудови альтернативних джерел енергії, зокрема ВДЕ, та правильне рішення яких зможе сформувавши наряду з «зеленими тарифами» стійку мотивацію у інвесторів та енергопостачальних компаній щодо розбудови ВДЕ в Україні.

Такою задачею, зокрема, є задача отримання максимального прибутку від експлуатації ВДЕ для їх розбудови за умови зменшення втрат електроенергії та покращення її якості в РЕМ, а також підвищення надійності електропостачання [11, 16]. При цьому, враховуючи що електроенергія від ВДЕ передається лініями РЕМ одночасно з електроенергією інших джерел, то необхідно виділяти з сумарних втрат електроенергії ту частку, яка стосується транзиту від ВДЕ. Отже потрібно розробити методику визначення втрат електроенергії від транзитних потоків. Це особливо важливо в умовах, коли здійснюється адресне електропостачання і втрати від транзиту електроенергії ВДЕ повинні покриватися договірними сторонами [13, 23].

### **1.2.2 Вплив ВДЕ на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах**

На сьогодні втрати електроенергії в електричних мережах енергопостачальних компаній України складають 11,5–12,1% від її відпуску в електричну мережу, що значно більше ніж в США (6,5%), Англії (8,6%), Франції (4,5%) і навіть в Росії (8,7%) [26]. Визнано, що розподільні мережі є найбільш проблемним і затратним фактором електропостачання територій [26, 27].

Важливим напрямком впливу на втрати електроенергії у розподільних мережах є ВДЕ. Очевидно, що на значення втрат в ЕМ впливають як параметри ВДЕ, так і схеми їх приєднання, а також обсяг та графік споживання суміжних навантажень. Дослідженню та обґрунтуванню ефективного застосування ВДЕ в електричних мережах присвячено ряд робіт [14, 28 – 30].

На рис. 1.5 наведено можливі схеми приєднання ВДЕ в РЕМ, які суттєво відрізняються впливом на потоки потужності і, відповідно, на втрати потужності і електроенергії в мережі. На рис. 1.3 (а) ВДЕ приєднані до шин підстанції. В цьому випадку трансформатор розвантажується на потужність, яка виробляється ВДЕ, і в результаті зменшуються навантажувальні втрати в трансформаторі. В лініях електропередачі втрати не змінюються. У варіанті, показаному на рис. 1.3 (б), розвантажуються як трансформатор підстанції, так і частина ЛЕП, що забезпечує додаткове зменшення втрат потужності. Оскільки зменшується потік потужності, то зменшуються також втрати напруги, що сприяє покращенню рівнів напруги на шинах підстанцій 10/0,4 кВ.

Виходячи з типових схем приєднання ВДЕ до розподільних мереж, за певних потужностей генерування вони частково компенсують потоки потужності, що зумовлені навантаженням споживачів, і надходження електроенергії з боку системи зменшується. Разом з цим зменшуються втрати електроенергії в розподільних мережах. В загальному їх можна оцінити як [15]

$$\Delta W = \frac{S_{\text{сист}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{нав}} - P_{\text{г}})^2 + (P_{\text{нав}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} - P_{\text{г}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{г}})^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}, \quad (1.1)$$

де  $S_{\text{сист}}$  – повна потужність, що надходить до шин приєднання ВДЕ з боку системи у режимі середніх навантажень;

$P_{\text{г}}, P_{\text{нав}}$  – середні потужності, відповідно, ВДЕ та суміжного навантаження;

$U_{\text{н}}$  – номінальна напруга ЕМ;

$r_{\text{ек}}$  – еквівалентний опір ЕМ, визначений з урахуванням приведення навантажень до  $U_{\text{н}}$ ;

$k_{\text{ф}}$  – коефіцієнт форми графіка навантаження споживачів, суміжних з ВДЕ;

$T_{\text{п}}$  – тривалість звітного періоду.

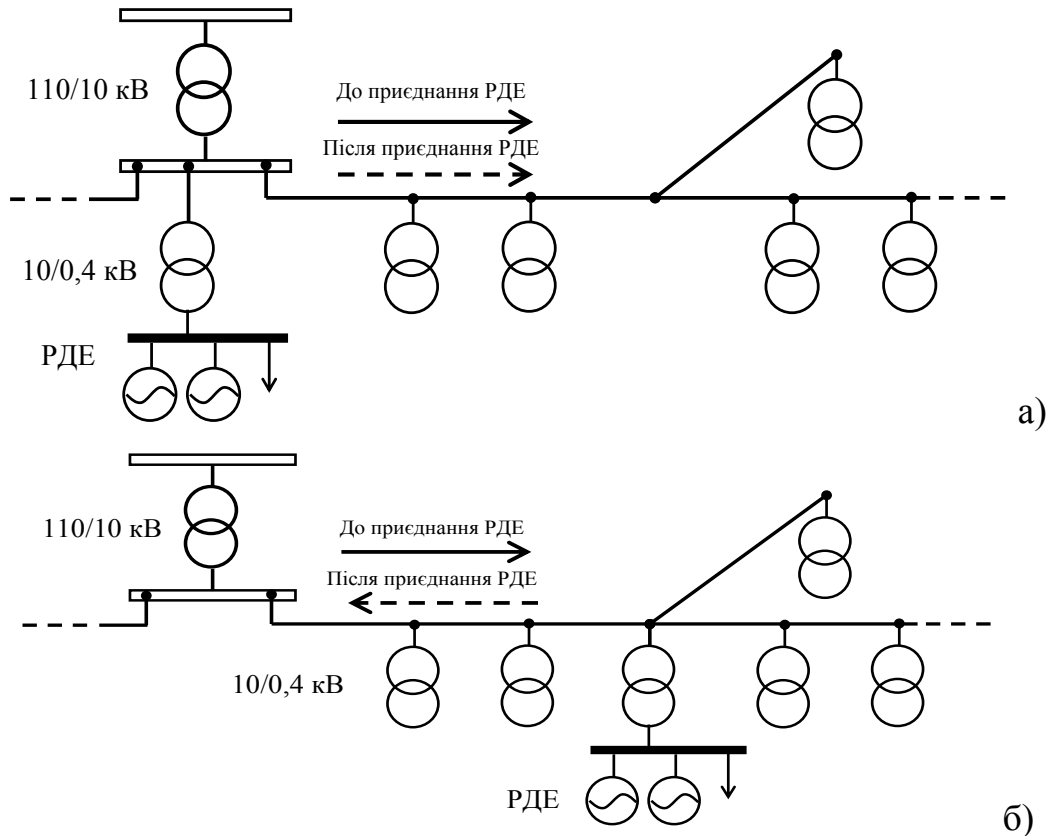


Рисунок 1.5 – Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

Вирази для наближеного визначення втрат електроенергії в ЕМ залежно від типу та потужності генераторів ВДЕ мають такий вигляд:

- для випадку застосування синхронних генераторів (СГ)

$$\Delta W_{\text{СГ}} = \frac{P_{\text{Г}}^2(1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{Г}}) + P_{\text{наб}}^2(1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{Н}})}{U_{\text{Н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}} - \frac{2P_{\text{Г}} P_{\text{наб}} (1 + \text{tg} \varphi_{\text{Г}} \text{tg} \varphi_{\text{Н}})}{U_{\text{Н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}; \quad (1.2)$$

- для випадку застосування асинхронних генераторів (АГ)

$$\Delta W_{\text{АГ}} = \frac{P_{\text{Г}}^2 + P_{\text{наб}}^2(1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{Н}}) - 2P_{\text{Г}} P_{\text{наб}}}{U_{\text{Н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}. \quad (1.3)$$

З метою оцінки міри впливу різних типів генераторів ВДЕ на втрати електроенергії в розподільних мережах введено коефіцієнти впливу, що

характеризують відношення втрат електроенергії в ЕМ до та після введення розосередженого генерування в експлуатацію [15]:

$$k_{\Delta W_{-CT}} = 1 + \frac{P_r^2 (1 + tg^2 \varphi_r)}{P_{наб}^2 (1 + tg^2 \varphi_n)} - 2 \frac{P_r (1 + tg \varphi_r tg \varphi_n)}{P_{наб} (1 + tg^2 \varphi_n)} \approx \left( \frac{P_r}{P_{наб}} - 1 \right)^2; \quad (1.4)$$

$$\begin{aligned} k_{\Delta W_{-AG}} &= 1 + \frac{P_r^2}{P_{наб}^2 (1 + tg^2 \varphi_n)} - 2 \frac{P_r}{P_{наб} (1 + tg^2 \varphi_n)} = \\ &= \left( \frac{P_r}{P_{наб}} - 1 \right)^2 \cos^2 \varphi_n + \sin^2 \varphi_n. \end{aligned} \quad (1.5)$$

З наведених виразів видно, що збільшення втрат в розподільних мережах за рахунок роботи ВДЕ буде мати місце лише у випадку коли середня потужність генерації станції буде перевищувати аналогічний показник суміжного навантаження удвічі.

Оцінити вплив джерел енергії на втрати потужності у вітках РЕМ можливо за результатами розрахунків усталених режимів. Проте виділити в цих втратах складову від ВДЕ є проблематично. Складність задачі оцінки впливу режимів роботи ВДЕ на втрати потужності в РЕМ полягає в тому, що втрати потужності залежать від перетоків у вітках схеми мережі нелінійно і скористатися методом накладання неможливо. В інженерній практиці використовується ряд методів, що дозволяють виконувати розрахунок зазначеної складової втрат як з однозначно заданою інформацією, так і з імовірно-статистичним оцінюванням втрат [31]. Використання даних методів в розімкнених розподільних мережах, як правило, призводить до виникнення похибки, допустимої на етапі планування режимів ЕМ. Однак, у замкнених розподільних ЕМ збільшується вплив нелінійності функції втрат потужності, що може викликати суттєві помилки обчислення додаткових технічних втрат електроенергії у випадку відхилення режиму ЕМ від планового.

В [32] показано, що втрати потужності у вітках ЕМ визначаються як

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_g = \dot{\mu} \dot{\mathbf{S}}, \quad (1.6)$$

де  $\Delta \dot{\mathbf{S}}_g$  – вектор втрат потужності у вітках схеми;

$\dot{\mu}$  – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми ЕМ в залежності від потужності у її вузлах  $\dot{\mathbf{S}}$ .

В (1.6) втрати потужності в  $i$ -й вітці визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{vi} = \mu_i \dot{\mathbf{S}}, \quad (1.7)$$

де  $\dot{\mu}_i = (\dot{\mathbf{U}}_i \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}$ ;

$\dot{\mathbf{U}}_i, \hat{\mathbf{U}}_d$  – транспонований вектор та діагональна матриця напруг у вузлах включаючи  $i$  базисний;

$\mathbf{M}_{\Sigma i}$  – вектор-стовпець матриці з'єднань віток у вузлах включаючи  $i$  балансуєчий;

$\hat{\mathbf{C}}_i$  –  $i$ -й вектор-рядок матриці розподілу струмів по вітках схеми.

Вектор-рядок  $\mu_i$  складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах в  $i$ -й вітці складає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі  $i$  від ВДЕ.

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів заступної схеми, які за певних допущень можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах ЕМ, які визначаються навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином нелінійність залежності втрат потужності в ЕМ від параметрів її режиму враховується. Визначення коефіцієнтів матриці  $\dot{\mu}$  через поточні значення вузлових напруг по суті означає лінеаризацію режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях у вузлах.

Таким чином, для випадку, коли зміна потужностей у вузлах ЕМ є незначною, тобто не викликає істотних (не більше 1%) відхилень напруги у вузлах, залежність втрат потужності в ЕМ від потужностей у її вузлах можна вважати лінійною. Отже, для дослідження впливу ВДЕ на втрати потужності в розподільних мережах з прийнятною точністю можна використовувати метод накладання, тобто визначати втрати згідно (1.7).



Розосередження генерування електроенергії в розподільних електричних мережах змінює перетоки потужності в них, що впливає на параметри режиму, зокрема на втрати електроенергії. Виділити втрати в мережах від ВДЕ з сумарних втрат можна, використавши коефіцієнти розподілу втрат у вітках. Останні показують, яку частку в сумарних втратах в *i*-й вітці складає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі і від ВДЕ.

Для підвищення ефективності використання різнотипних ВДЕ і забезпечення надійного електропостачання споживачів якісною електроенергією згідно графіка навантаження необхідно створити систему керування ВДЕ з врахуванням їх розосередження в просторі і часі.

### **1.3 Постановка задачі на дослідження.**

**1.3.1 Техніко-економічне обґрунтування.** Україна є енергодефіцитною країною та імпортує близько 70 відсотків обсягу природного газу власного споживання. Водночас енергоємність вітчизняної економіки в 3—4 рази перевищує відповідні показники економічно розвинутих країн, що робить Україну надзвичайно чутливою до умов імпортування природного газу та унеможливорює гарантування нормальних умов життєдіяльності громадян та установ бюджетної сфери.

Використання відновлюваних джерел енергії є одним із найбільш важливих напрямів енергетичної політики України, спрямованої на заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів та поліпшення стану оточуючого природного середовища. Збільшення обсягів використання відновлюваних джерел енергії в енергетичному балансі України дасть змогу підвищити рівень диверсифікації джерел енергоносіїв, що сприятиме зміцненню енергетичної незалежності держави.

На сьогодні річний технічно досяжний енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні, за підрахунками Інституту відновлюваної енергетики Національної академії наук, досягає 68,6 млн. тонн нафтового еквіваленту, що становить близько 50 відсотків загального

енергоспоживання в Україні. Основними напрямками використання відновлюваних джерел енергії в Україні є: вітрова енергія, сонячна енергія, енергія річок, енергія біомаси, геотермальна енергія, енергія навколишнього природного середовища з використанням теплових насосів.

Таким чином зважаючи на зростання частки розосередженого генерування у розподільних мережах оптимізація місць приєднання ВДЕ є актуальною задачею.

**1.3.2 Науково-технічне обґрунтування.** Характерною рисою наукового дослідження, яка вирізняє його від інших видів дослідження є використання наукових методів. Визначальною рисою наукового методу є вимога об'єктивності, що виключає суб'єктивне тлумачення результатів. Не повинні прийматися на віру будь-які твердження, навіть якщо вони виходять від авторитетних вчених. Методи поділяються на дві групи: теоретичні та емпіричні.

В інженерній практиці різних країн розв'язується ряд задач оптимізації розподільних електричних мереж з ВДЕ. Їх можна поділити на такі, що розв'язуються на етапах проектування та експлуатації (рис. 1.6). Такі задачі оптимізації, як автономна робота ВДЕ, розташування комутаційного обладнання та формування комунікаційної мережі тісно взаємопов'язані та практично не можуть бути розв'язані в сучасних умовах. Автономна робота ВДЕ, зважаючи на умовну-керованість та нестабільність цих джерел енергії, є фактично не можливою без розвиненої комунікаційної мережі. Наявність останньої дозволить отримувати двосторонній зв'язок між ВДЕ та споживачами електроенергії, відповідно до концепції Smart Grid, та регулювати режими електроспоживання підтримуючи умови автономної роботи.

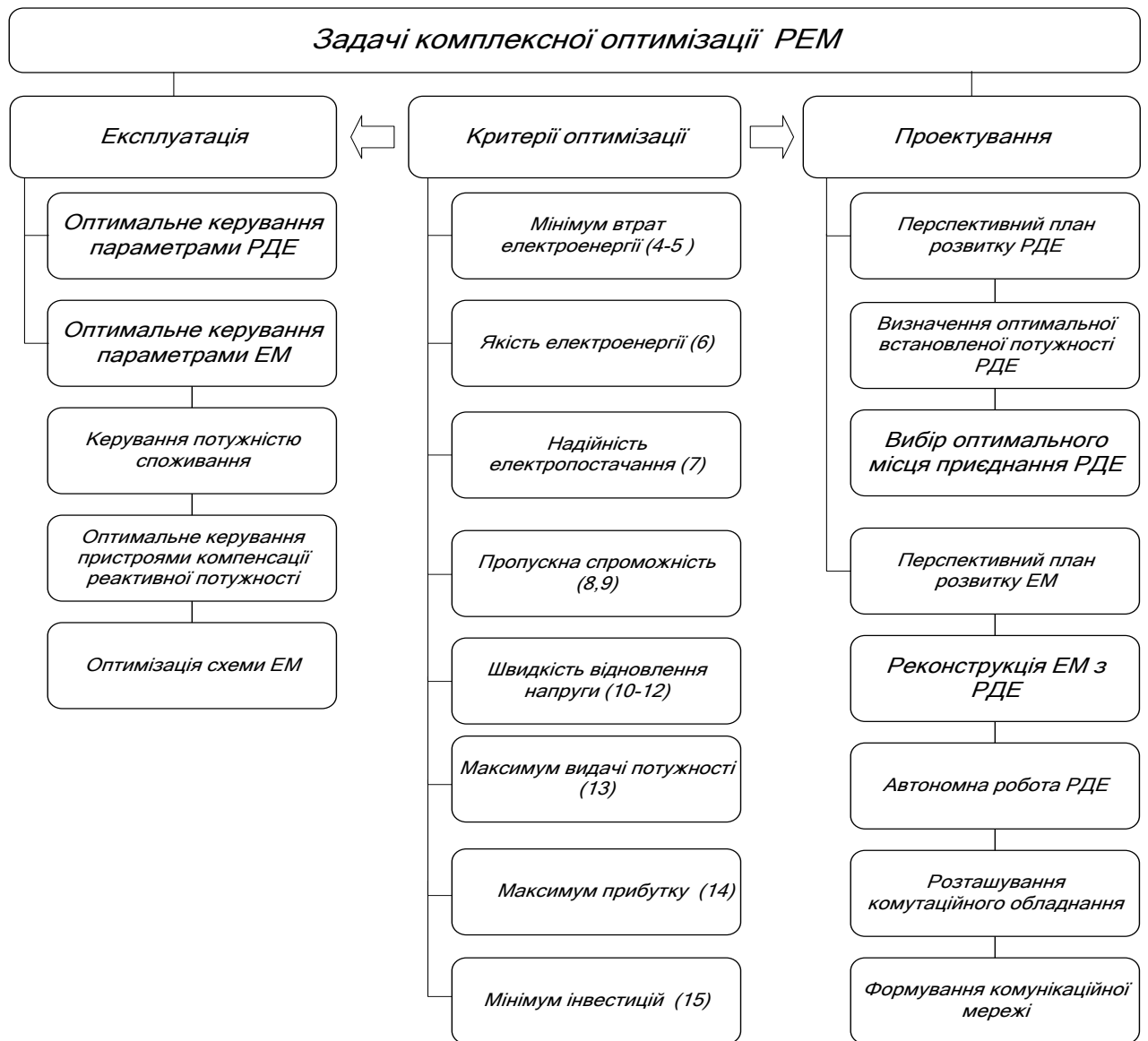


Рисунок 1.6 – Задачі комплексної оптимізації РЕМ

При виборі критерію оптимальності і формуванні відповідної математичної моделі слід враховувати, що одночасно з розвитком розосередженого генерування змінюються також економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема перехід до нової конкурентної моделі оптового ринку електроенергії – ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії (РДДБ).

У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі ВДЕ, коли останні видають потужність в електричну мережу, постає необхідність узгодження їх роботи з енергосистемою, від якої здійснюється централізоване живлення. Це стає обов'язковим, коли встановлена потужність

ВДЕ в ЕМ складає суттєву частку від її сумарного навантаження (наприклад, 20% і більше). В цьому випадку РЕМ можна і доцільно розглядати як локальну електричну систему (РЕМ), в якій окрім зазначених вище задач постають задачі дослідження статичної і динамічної стійкості ВДЕ та інші, характерні для електричної системи [32].

Серед комплексу задач, що виникають в процесі впровадження ВДЕ, доцільно вивчати і розв'язувати в першу чергу ті, які безпосередньо впливають на масштаби й інтенсивність розбудови альтернативних джерел енергії, зокрема ВДЕ, та правильне рішення яких зможе сформуванню наряду з «зеленими тарифами» стійку мотивацію у інвесторів та енергопостачальних компаній щодо розбудови ВДЕ в Україні.

Такою задачею, зокрема, є задача отримання максимального прибутку від експлуатації ВДЕ для їх розбудови за умови зменшення втрат електроенергії та покращення її якості в РЕМ, а також підвищення надійності електропостачання [32]. При цьому, враховуючи що електроенергія від ВДЕ передається лініями РЕМ одночасно з електроенергією інших джерел, то необхідно виділяти з сумарних втрат електроенергії ту частку, яка стосується транзиту від ВДЕ.

Враховуючи специфіку забезпечення рентабельності РЕМ, доцільно розв'язувати комплексну задачу оптимізації перспективного плану розвитку умовно-керованих відновлювальних джерел енергії  $P_{ВДЕi}$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$  для забезпечення максимальних надходжень від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку  $c_i$  та умов зменшення втрат електроенергії та покращення її якості в РЕМ.

## РОЗДІЛ 2

### АНАЛІЗ МЕТОДІВ ВИДІЛЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ВІД ВЗАЄМОВПЛИВУ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

**2.1. Методи дольового розподілу, що засновані на адресності активних та реактивних потужностей.** Методи даної підгрупи засновані на визначенні шляхів в орієнтованому графі. Втрати потужності визначаються окремо по активній або реактивній частині перетоку, що відома з розрахунку потокорозподілу або оцінки стану електричної мережі [38].

Дана група методів потребує організації вузлів та віток мережі у однорідні групи за такими ознаками:

“Область джерела енергії” – визначається сукупністю вузлів, що забезпечуються потужністю, виробленою цим джерелом енергії.

Для великих систем “область джерела енергії” визначається за допомогою такого алгоритму:

Поки в списку є вузли:

Видалити перший вузол з списку.

Додати його у область джерела енергії.

Перебирати всі вітки, пов’язані з цим вузлом:

Якщо потужність у цій вітці протікає від вузла, та якщо протилежний вузол цієї вітки ще не входить у область джерела енергії, то:

Додати протилежний вузол в область джерела енергії.

Слід зазначити, що “область джерела енергії” по активній потужності не завжди має аналогічний набір вузлів, як “область джерела енергії” по реактивній потужності.

Наприклад, для невеликої схеми електричної мережі, приведеної на рис. 2.1 “область джерела енергії” А вміщує всі вузли, в той час, як “область джерела енергії” В вміщує лише вузли 3, 4 та 5. “Область джерела енергії” С,

обмежується 6 вузлом. Як можна бачити, існує значне перекриття між різними “областями джерела енергії”.

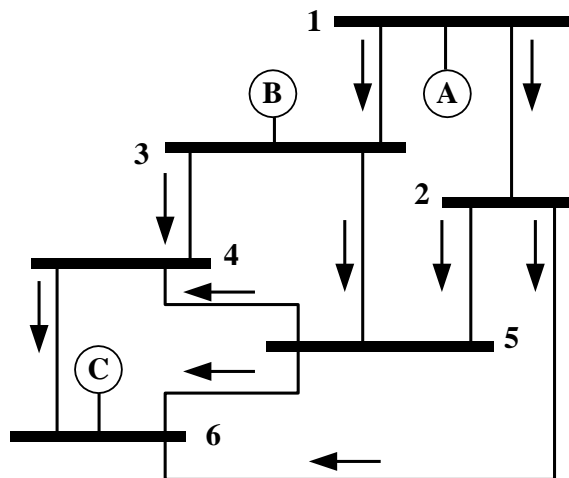


Рисунок 2.1 - Ілюстрація методу адресності перетоків потужностей

“Об’єднання” – визначається сукупністю зв’язаних вузлів, що живляться від одного джерела енергії. Множини вузлів, що не мають електричного зв’язку та живляться від одного джерела енергії, трактуються як різні “об’єднання”. Таким чином вузол може належати лише одному “об’єднанню”. Кожне “об’єднання” має свій рівень, що визначається кількістю джерел енергії, які постачають потужність до вузлів у “об’єднанні”. Кожне об’єднання має свій рівень, що не може бути нижче одиниці або більше кількості джерел енергії у системі.

Наступний алгоритм ефективно визначає “об’єднання” для мереж реального розміру:

Визначити “область джерела енергії” кожного джерела енергії.

Записати за кожним вузлом джерело енергії, що його живить.

Перебрати всі вузли:

Якщо цей вузол ще не є частиною “об’єднання”, то:

Створити нове “об’єднання” засноване на джерелах енергії, що живлять цей вузол.

Рекурсивно розповсюдити приналежність цьому “об’єднанню” на всі вузли пов’язані з цим вузлом.

Розподіливши вузли на “об’єднання”, кожна вітка може бути “внутрішньою” (поєднує вузли, що належать одному “об’єднанню”) та “зовнішньою” (поєднує вузли різних “об’єднань”). Одна або більше “зовнішніх” віток, що поєднують одні і ті ж “об’єднання”, формують так званий “зв’язок”. Перетік у “зв’язку” завжди спрямований від “об’єднання” з рівнем  $N$  до “об’єднання” рівня  $M$ , де  $M$  завжди більше за  $N$ .

Якщо “об’єднання” представити як вершини, а “зв’язки”, – як вітки, то стан системи може бути представлений у вигляді направленого ациклічного графа. Звичайно коренева вершина такого графа відповідає “об’єднанню” з рівнем 1, в той час як інші вершини містять “об’єднання” більших рівнів.

Таке структурування мережі забезпечує якісну сторону погляду на систему. Для отримання кількісної інформації необхідні ще декілька визначень та фундаментальних припущень.

“Приток” у “об’єднання” визначається, як сума потужностей, що генеруються джерелами, приєднаними до вузлів цього “об’єднання”, та потужністю, імпортованою у дане “об’єднання” з інших “об’єднань” через “зв’язки”. “Приток” завжди позитивний. Для кореневої вершини графа він включає в себе лише внутрішні генерування без імпорту. “Виток” з “об’єднання” рівний сумі потужностей, що експортуються з “об’єднання” через “зв’язки” до “об’єднань” вищих рівнів. “Приток” потужності “об’єднання” рівний сумі потужностей “витоків” та потужностей навантажень “об’єднання”.

З метою отримання розподілу втрат вводиться таке припущення:

- потік потужності з лінії, що живить вузол розподіляється між лініями, які живляться від даного вузла, пропорційно їх потокам потужності.

При цьому, автор зауважує, що як усі аксіоми, це припущення не може бути доведено або спростовано та пояснюється лише тим, що має більший сенс ніж інші можливі припущення .

Це припущення забезпечує базу для рекурсивного методу визначення внеску кожного генератора у навантаження кожного “об’єднання”.

Тоді:

$$F_{ijk} = C_{ij} F_{jk}, \quad (2.12)$$

$$I_k = \sum_j F_{jk}, \quad (2.13)$$

$$C_{ik} = \frac{\sum_j F_{ijk}}{I_k}, \quad (2.14)$$

де  $C_{ij}$  – внесок  $i$ -го джерела енергії у навантаження та виток  $j$ -го “об’єднання”;

$C_{ik}$  – внесок  $i$ -го джерела енергії у навантаження та виток  $k$ -го “об’єднання”;

$F_{jk}$  – переток у “зв’язку” між “об’єднаннями”  $j$  та  $k$ ;

$F_{ijk}$  – переток у “зв’язку” між “об’єднаннями”  $j$  та  $k$  від джерела енергії  $i$ ;

$I_k$  – “приток об’єднання”  $k$ .

Ці рекурентні вирази можуть бути використані для визначення внеску кожного джерела енергії до кожного можливого “об’єднання”. “Приток” кореневої вершини графа станів створюється лише джерелами енергії включеними у дане “об’єднання”. Доля “витоку” від кожного з цих джерел енергії може бути швидко та легко обчислена та розповсюджена на “об’єднання” вищих рівнів.

Метод розраховано на використання лише активного або реактивного перетоку потужності, що припустимо лише для однорідних електричних мереж. Цей недолік унеможлиблює виявлення неоптимальності взаємних і транзитних перетоків викликаной впливом неоднорідності ЕЕС [38].



**2.2. Розрахунок втрат потужності та енергії від транзитних перетоків методом прямих розрахунків.** При розрахунку втрат потужності за даним методом на кожному інтервалі часу проводять розрахунок втрат потужності мереж транзитера у двох режимах :

- 1) фактичному, в якому транзитна потужність відповідає  $P_{тр}$ ;
- 2) розрахунковому, в якому транзитна потужність  $P_{тр} = 0$ .

Втрати потужності від транзитного перетоку даного часового зрізу визначають за формулою:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_1 - \Delta P_2, \quad (2.15)$$

де  $\Delta P_1$  і  $\Delta P_2$  – сумарні навантажувальні втрати потужності в мережах транзитера у першому та другому режимах, відповідно.

У енергосистемі-транзитері в другому режимі повинні бути збережені значення:

- всіх активних потужностей генераторів, причому реактивна потужність генераторів повинна бути задана межами регулювання  $Q_{min} - Q_{max}$ ;
- напруг у всіх вузлах, де вони регулюються;
- всіх активних та реактивних навантажень;
- по можливості, коефіцієнтів трансформації (окрім тих, які змінюються за умовами підтримки напруги в контрольних точках).

У обох режимах повинен співпадати балансуєчий вузол, який відповідає шинам найбільш потужної електростанції, представленої в розрахунковій схемі [38].

Зміни навантажень в приймальній системі слід виконувати, зменшуючи активні і реактивні потужності вузлів навантажень пропорційно у всіх вузлах.

Зміни навантажень генерувальних вузлів проводять на всіх електростанціях, що беруть участь в регулюванні режимів.

При декількох транзитах проводять такі розрахунки:

- при фактичних значеннях всіх перетоків;
- при значеннях перетоків, що відповідають відсутності (нульовому значенню) всіх транзитів через мережі енергосистеми-транзитера;
- $n$  розрахунків, в кожному з яких приймаються рівними нулю всі транзити, окрім одного,  $i$ -того ( $i=1,2, \dots, n$ , де  $n$  - число енергосистем, в які виконується транзит).
- зменшення транзиту до нуля здійснюється перерозподілом потужності між передавальною і приймальною ЕС.

Різниця втрат потужності в першому і другому розрахунках є сумарними втратами від всіх транзитів, а результати серії з  $n$  розрахунків використовують для розподілу сумарних транзитних втрат по окремому транзиту. Частку транзитних втрат, що відповідає  $i$ -тому транзиту, визначають по формулі:

$$d_i = \Delta P_i / \Delta P_{\Sigma}, \quad (2.16)$$

де  $\Delta P_i$  – втрати, обумовлені  $i$ -м транзитом при нульовому значенні решти транзитів;

$\Delta P_{\Sigma}$  – сума  $n$  значень  $\Delta P_i$  ( $\Delta P_{\Sigma}$  фізичного змісту не має та використовується лише для визначення долі  $i$ -того транзиту в сумарних транзитних втратах).

Значення сумарних транзитних втрат потужності в залежності від значень транзитних перетоків потужності визначається за формулою:

$$\Delta P_{\text{тр}\Sigma} = \sum_n^1 P_{\text{тр},i} \cdot d_i. \quad (2.17)$$

Режимні параметри вузлів приймаються за даними добової відомості або телевимірювань, а розрахункова схема для розрахунку втрат потужності від транзитних перетоків в мережі транзитера повинна задовольняти таким умовам:

- включати елементи мережі, що беруть участь в здійсненні транзиту;
- не мати тупикових вузлів;
- кожна сусідня енергосистема повинна бути представлена фрагментом, що визначає розподіл потоків в з'єднувальних лініях між нею та енергосистемою-транзитером.

Використання даного підходу можливе для визначення втрат, як від транзитних, так і від взаємних перетоків потужності. Однак, розподіл втрат потужності між учасниками енергообміну у даному методі виконується шляхом дольового розподілу при якому частки втрат потужності від кожного транзиту визначаються відношенням втрат потужності з транзитом та без нього, що не враховує нелінійну природу втрат потужності та зменшує адекватність методу [38].

**2.3. Методи дольового розподілу засновані на використанні еквівалентної мережі.** Дана підгрупа методів дольового розподілу базується на отриманні радіальної мережі, що еквівалентна реальній. Еквівалентність мережі полягає в тому, що значення напруг та їх кути, а також активна та реактивна потужність по вузлах співпадають у обох мережах [18].

Розрахункові вирази даних методів базуються на визначенні параметрів еквівалентної радіальної мережі шляхом розв'язання системи рівнянь типу:

$$P_i^A = f(U_i, \phi_i, U_j, \phi_j, R_{i,j}, X_{i,j}); \quad i \in \mathbf{N}, j \in \mathbf{K}, \quad (2.18)$$

$$Q_i^A = -f(U_i, \phi_i, U_j, \phi_j, R_{i,j}, X_{i,j}, B_{i,j}); \quad i \in N, j \in K, \quad (2.19)$$

де  $P_i^A, Q_i^A$  – активна та реактивна потужність у  $i$ -му вузлі реальної мережі;

$U_i, \phi_i, U_j, \phi_j$  – напруга та фаза відповідного вузла;

$R_{i,j}, X_{i,j}, B_{i,j}$  – невідомі параметри електричної мережі;

$N$  – вузли мережі;

$K$  – сукупність вузлів, що генерують потужність, якщо  $i$ -й вузол є споживачем або сукупність вузлів навантажень, якщо  $i$ -й вузол є джерелом живлення.

Втрати у лінії еквівалентної радіальної мережі пропорційно розподіляються між вузлами початку та кінця лінії.

Алгоритми даної підгрупи методів є досить ефективними та простими у застосуванні при необхідності розподілу втрат потужності між окремими вузлами або електричними мережами, що є сукупністю таких вузлів. Однак, транзитні перетоки потужності носять наскрізний характер, що не дозволяє їх виділити при еквівалентуванні мережі у радіальну. Схожа ситуація складається і при оцінці втрат від взаємних власних та зовнішніх перетоків. Тому, використання даного методу при оцінці додаткових втрат потужності від взаємовпливу режимів електричних мереж ЕЕС, без проведення додаткових розрахунків та накладання певних умов вбачається сумнівним [38].

**2.4. Метод виділення втрат потужності від транзитних перетоків на основі формування матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності.** Використовуючи метод врахування трансформаторних зв'язків за допомогою ідеальних трансформаторів, маємо вираз для визначення струморозподілу в ЕЕС:

$$\dot{\mathbf{I}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma kt} \dot{\mathbf{U}}, \quad (2.20)$$

де  $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma kt}$  – матриця зв’язків віток у вузлах, що за структурою подібна до першої матриці з’єднань  $\mathbf{M}_{\Sigma t}$ , але в якій замість значень “–1” для вузлів кінця віток з трансформаторами знаходяться їх коефіцієнти трансформації;

$\dot{\mathbf{z}}_B$  – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі.

Вектор напруг  $\dot{\mathbf{U}}$  визначається методом вузлових напруг:

$$\dot{\mathbf{U}} = \begin{bmatrix} \sqrt{3} \dot{\mathbf{Y}}_k^{-1} (\dot{\mathbf{J}} - \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{Y}_6 \dot{\mathbf{U}}_6) \\ \dot{\mathbf{U}}_6 \end{bmatrix}, \quad (2.21)$$

де  $\dot{\mathbf{Y}}_k^* = \mathbf{M}_k \dot{\mathbf{z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt}$  – комплексна матриця вузлових провідностей з врахуванням коефіцієнтів трансформації без стовпців та рядків балансувальних вузлів;

$\dot{\mathbf{Y}}_6^* = \mathbf{M}_k \dot{\mathbf{z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{6kt}$  – фрагмент матриці вузлових провідностей, що вміщують стовпці, які відповідають балансувальним вузлам;

$\dot{\mathbf{U}}_6$  – вектор-стовпець напруг у балансувальних вузлах;

$\mathbf{M}_k^*$  – комплексна матриця зв’язків віток у вузлах схеми, з врахуванням спряжених коефіцієнтів трансформації, що за структурою подібна до першої матриці з’єднань  $\mathbf{M}$  (без врахування балансуєчих вузлів), але замість значень “–1” для вузлів кінця віток з трансформаторами містить їх спряжені коефіцієнти трансформації;

$\dot{\mathbf{M}}_{6kt}$  – підматриця балансувальних вузлів виділена з матриці з’єднань  $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma kt}$ .

Підставляючи (2.21) в (2.20), після спрощення, отримаємо:

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{z}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt} \dot{\mathbf{Y}}_k^{-1} \left( \mathbf{J} - \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{Y}}_6 \dot{\mathbf{U}}_6 \right) + \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{z}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{6kt} \dot{\mathbf{U}}_6. \quad (2.22)$$

Використавши наведений вище вираз для визначення матриці вузлових провідностей  $\mathbf{Y}_k$ , перепишемо вираз (2.22) у такому вигляді:

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{z}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt} (\mathbf{M}_k \mathbf{z}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt})^{-1} \left( \mathbf{J} - \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{Y}}_6 \dot{\mathbf{U}}_6 \right) + \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{z}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{6kt} \dot{\mathbf{U}}_6,$$

або після спрощення:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{C}}_k \mathbf{J} + \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{z}_B^{-1} \left( \dot{\mathbf{M}}_{6kt} - \dot{\mathbf{M}}_{kt} (\mathbf{M}_k \mathbf{z}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt})^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_6 \right) \dot{\mathbf{U}}_6, \quad (2.23)$$

де  $\dot{\mathbf{C}}_k = \mathbf{z}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt} (\mathbf{M}_k \mathbf{z}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt})^{-1}$  – матриця струморозподілу з врахуванням трансформаторних зв'язків.

Введемо позначення:

$$\dot{\mathbf{D}}_6 = \mathbf{z}_B^{-1} \left( \dot{\mathbf{M}}_{6kt} - \dot{\mathbf{M}}_{kt} (\mathbf{M}_k \mathbf{z}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt})^{-1} \dot{\mathbf{Y}}_6 \right). \quad (2.24)$$

Матриця  $\mathbf{D}_\sigma$  має фізичний зміст провідностей, що формують зрівнювальні струми від незбалансованих коефіцієнтів трансформації у замкнених контурах ЕЕС. Можна показати, що у випадку розімкненої електричної мережі, або збалансованих коефіцієнтів трансформації  $\mathbf{D}_\sigma$  обертається в нуль [38].

З врахуванням (2.24) вираз (2.23) можна записати:

$$\mathbf{I} = \mathbf{C}_k \mathbf{J} + \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{D}_\sigma \dot{\mathbf{U}}_\sigma. \quad (2.25)$$

Перша складова в останньому виразі – це струми у вітках схеми, що викликані навантаженням та генеруванням вузлів. Друга – струми, що викликані незбалансованими коефіцієнтами трансформації у замкнених контурах схеми ЕЕС. Це є відображенням принципу накладання, згідно з яким струми у вітках визначаються, як сума двох складових, обумовлених дією задаючих струмів та е.р.с. у вітках.

Підставивши (2.25) у вираз  $\Delta \dot{S}_{bi} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i})^* \mathbf{I}_i$  для визначення втрат потужності в  $i$ -й вітці схеми та замінивши матрицю інциденцій на аналогічну з урахуванням трансформаторів, отримаємо, що

$$\Delta \dot{S}_{bi} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \left( \mathbf{C}_{ki} \mathbf{J} + \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{D}_{\sigma i} \dot{\mathbf{U}}_\sigma \right), \quad (2.26)$$

або, по аналогії з виразом  $\Delta \dot{S}_{bi} = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i})^* \mathbf{C}_i \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d}^{-1} \dot{\mathbf{S}}_\Sigma$ :

$$\Delta \dot{S}_{\text{вi}} = (\dot{U}_t \dot{M}_{\Sigma \text{ki}})^* \mathbf{C}_{\text{ki}} \dot{U}_d^{-1} \dot{S} + (\dot{U}_t \dot{M}_{\Sigma \text{ki}})^* \mathbf{D}_{\text{бi}} \mathbf{U}_{\text{б}}, \quad (2.27)$$

де  $\mathbf{C}_{\text{ki}}$  – і-й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах  $\mathbf{J}$  по вітках схеми з врахуванням коефіцієнтів трансформації;

$\mathbf{D}_{\text{бi}}$  – і-й вектор-рядок матриці провідностей  $\mathbf{D}_{\text{б}}$ ;

$I_i$  – струм в і-й вітці, який може бути визначений через струми у вузлах

$$\dot{I}_i = \mathbf{C}_i \mathbf{J}_{\Sigma};$$

$\dot{S}_{\Sigma}$  – вектор вузлових навантажень, включаючи і балансувальні;

$\dot{U}_t$  – транспонований вектор напруг у вузлах включаючи і балансувальні;

$\dot{U}_d$  – діагональна матриця напруг у вузлах без балансувальних вузлів;

$\dot{S}$  – вектор вузлових навантажень, не включаючи балансувальні.

Введемо позначення:

$$\begin{aligned} \dot{T}_{\text{ki}} &= (\dot{U}_t \dot{M}_{\Sigma \text{ki}})^* \mathbf{C}_{\text{ki}} \dot{U}_d^{-1}; \\ \Delta \dot{S}_{\text{нбi}} &= (\dot{U}_t \dot{M}_{\Sigma \text{ki}})^* \mathbf{D}_{\text{бi}} \mathbf{U}_{\text{б}}, \end{aligned} \quad (2.28)$$

де  $\dot{T}_{\text{ki}}$  – вектор-рядок матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності для і-тої вітки від потужності вузлів схеми, з урахуванням комплексних коефіцієнтів трансформації;

$\Delta \dot{S}_{\text{нбi}}$  – втрати у і-тій вітці від е.р.с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку.



З врахуванням (2.28) і (2.27) можна записати вираз для визначення втрат потужності у схемі:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_B = \mathbf{T}_k \dot{\mathbf{S}} + \Delta \dot{\mathbf{S}}_{нб}, \quad (2.29)$$

де  $\mathbf{T}_k$  – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми електричної мережі в залежності від потужностей у їх вузлах з врахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку (кожний рядок визначається за (2.28));

$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{нб}$  – вектор-стовпець втрат потужності у вітках схеми від е.р.с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації, кожен елемент якого визначається за (2.28).

Зауважимо, що складова втрат потужності, яка зумовлена незбалансованими коефіцієнтами трансформації трансформаторних зв'язків може збільшувати, або зменшувати сумарні втрати потужності в залежності від напрямку е.р.с. небалансу у замкнених контурах схеми [38].

### РОЗДІЛ 3

## ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Обсяг втрат електроенергії в електричних мережах є одним з найважливіших показників економічності їхньої роботи, наочний індикатор стану системи обліку електроенергії, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій. Цей індикатор чітко свідчить про проблеми, які вимагають невідкладних рішень у розвитку, реконструкції й технічному переозброєнні електричних мереж, удосконаленні методів і засобів їхньої експлуатації й керування, у підвищенні точності обліку електроенергії, ефективності збору коштів за спожиту електроенергію тощо.

На думку міжнародних експертів, відносні втрати електроенергії при її передачі й розподілі в електричних мережах більшості країн можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4 – 5%. Втрати електроенергії на рівні 10% можна вважати максимально припустимими з погляду фізики передачі електроенергії мережами. різке загострення проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах вимагає активного пошуку нових шляхів її вирішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, а головне, до організації роботи зі зниження втрат.

В зв'язку із змінами, що відбуваються у господарському механізмі енергетики, проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки не втратила своєї актуальності, а навпаки стала однією із завдань забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій.

В ідеальному випадку комерційні втрати електроенергії в електричній мережі, повинні дорівнювати нулю. Однак очевидно, що в реальних умовах відпуск в мережу, корисний відпуск і технічні втрати визначаються з похибками. Різниці цих похибок фактично і є структурними складовими

комерційних втрат. Вони повинні бути по можливості зведені до мінімуму за рахунок виконання відповідних заходів.

Таким чином, на основі Ямпільських електричних мереж в даній дипломній роботі було розглянуто вісім фідерів, та в програмі "Втрати 10/0,4 кВ" виконаний розрахунок втрат.

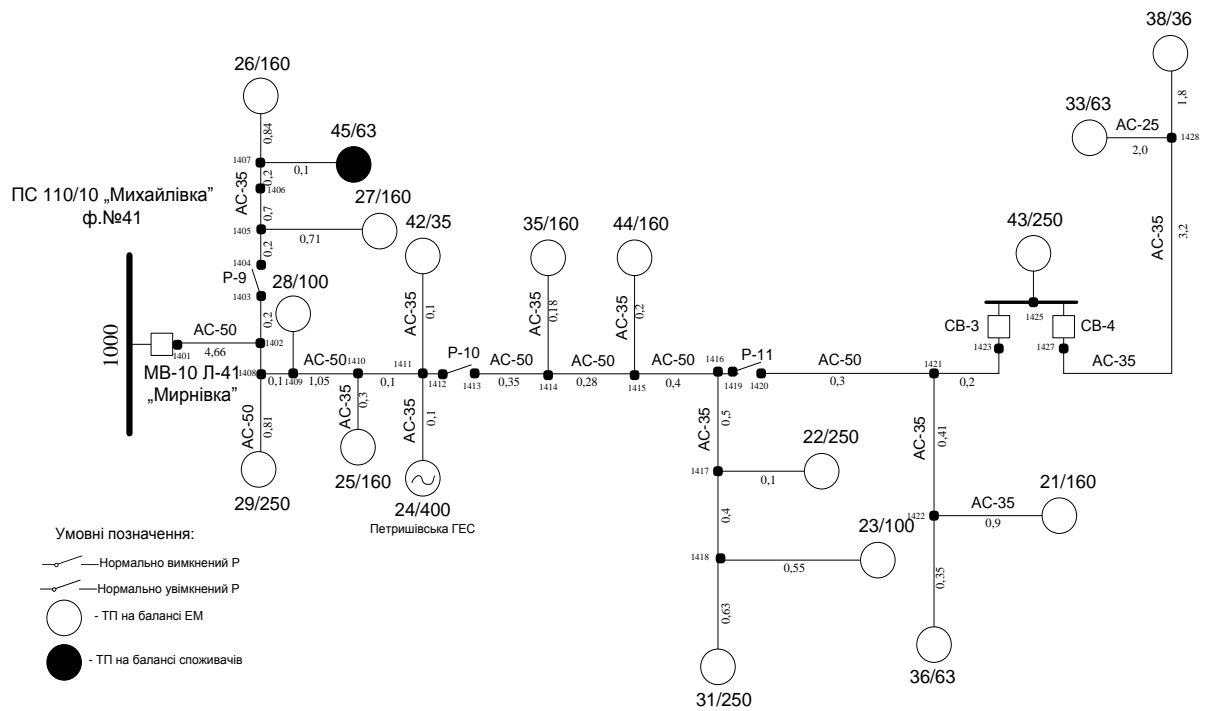


Рисунок 3.1 – ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№41

Протяжність ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№41 становить 21,54 км. Даний фідер містить: 26 вузлів, 16 трансформаторних підстанцій, одну гідроелектростанцію потужністю 400 МВт, 3 роз'єднувача та 3 вимикача.

Протяжність ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№42 становить 25,66 км. Даний фідер містить: 33 вузла, 10 трансформаторних підстанцій, одну гідроелектростанцію потужністю 400 МВт; 9 роз'єднувачів, 3 з яких нормально вимкнені, 1 вимикач, лінію зв'язку з ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№45, 3 лінії зв'язку з ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№15.

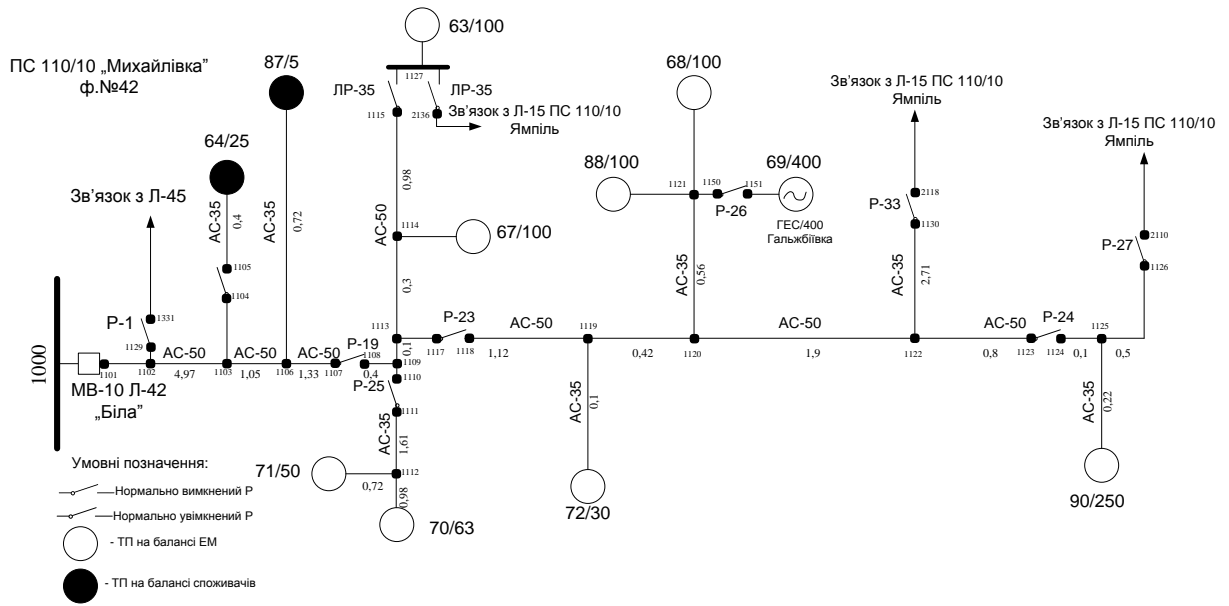


Рисунок 3.2 – ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№42

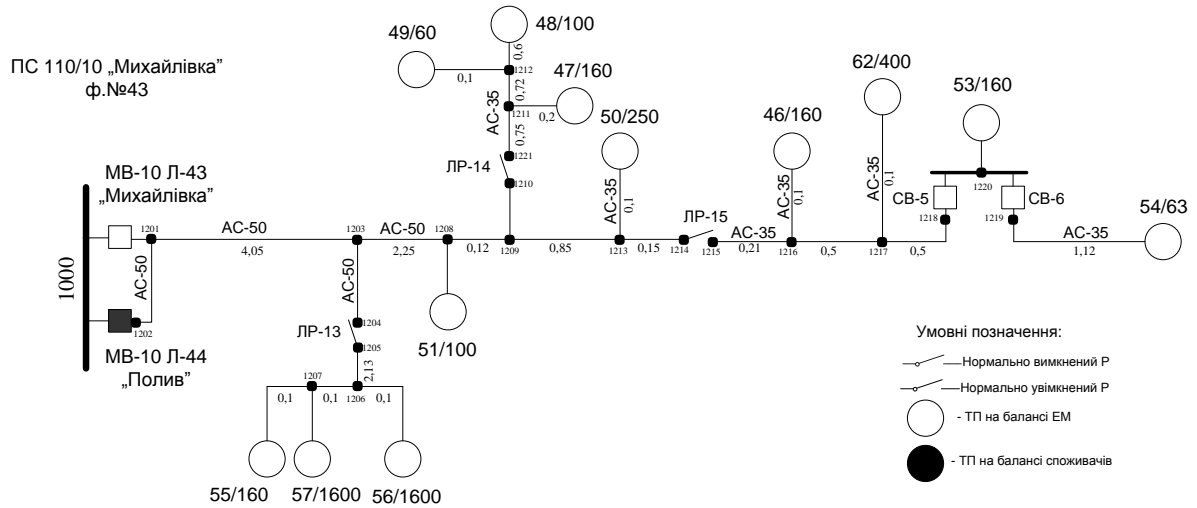


Рисунок 3.3 – ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№43

Протяжність ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№43 становить 19,91 км. Даний фідер містить: 21 вузол, 12 трансформаторних підстанцій, 3 роз'єднувача, 4 вимикача.

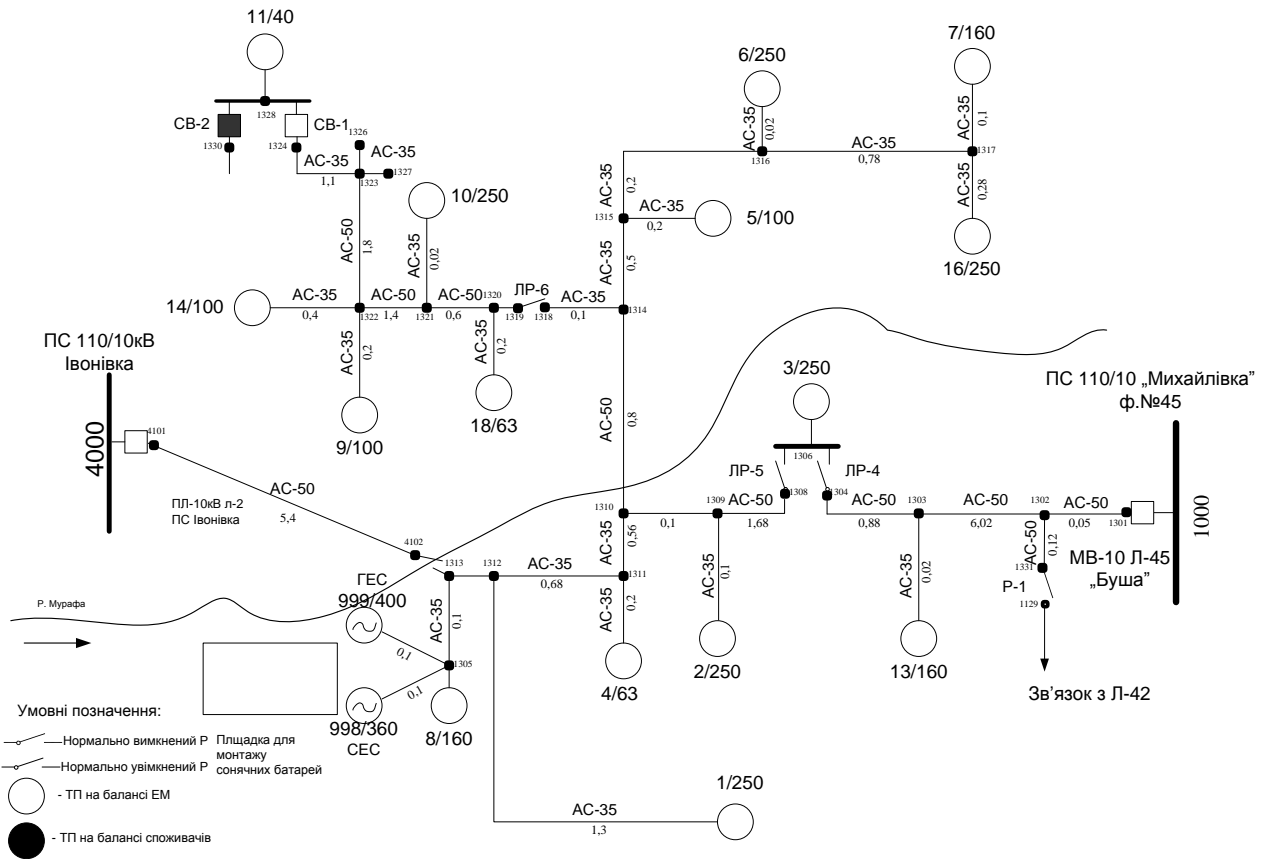


Рисунок 3.4 – ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№45

Протяжність ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№43 становить 25 км. Даний фідер містить: 29 вузлів, 14 трансформаторних підстанцій, 4 роз'єднувача, один з яких нормально вимкнений, 4 вимикача, одну гідроелектростанцію потужністю 400 МВт, одну сонячну електростанцію потужністю 360 МВт, лінію зв'язку з ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№42, повітряну лінію 10 кВ, протяжністю 5,4 км, між ПС «Михайлівка» та ПС «Івонівка».

Протяжність ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№10 становить 11,65 км. Даний фідер містить: 46 вузлів, 17 трансформаторних підстанцій, 18 роз'єднувачів, 5 з яких нормально вимкнені, 2 вимикача, лінію зв'язку з ПС 110/10 «Ямпіль» лініями: Л-11, Л-12, Л-15.

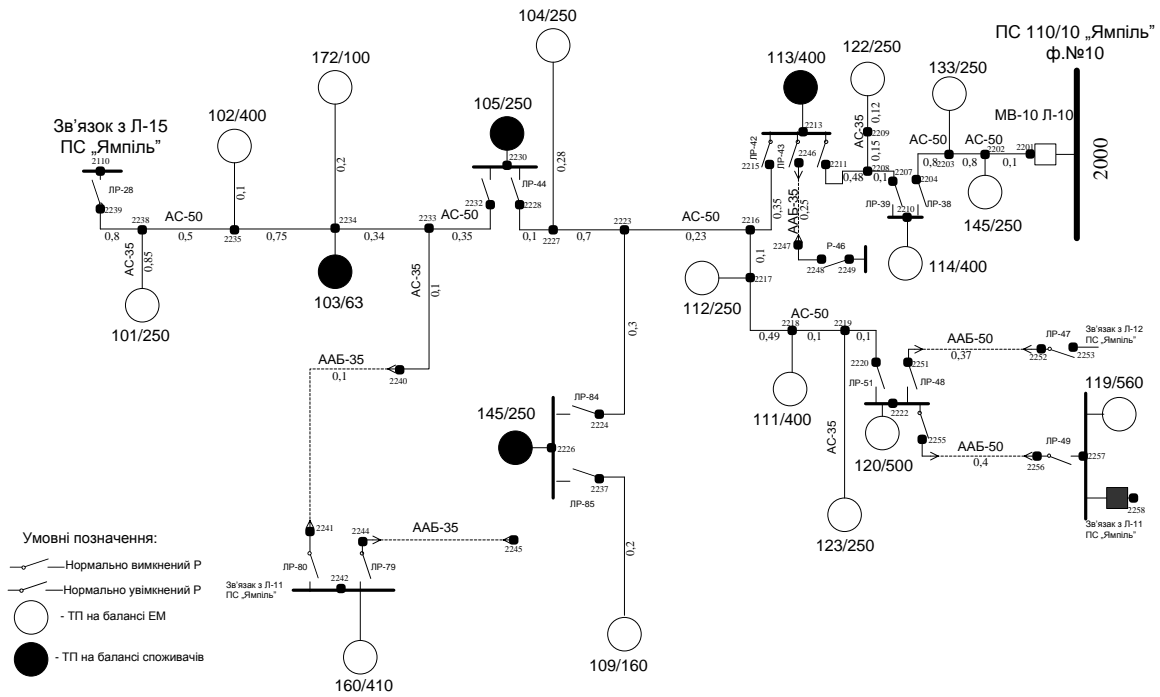


Рисунок 3.5 – ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№10

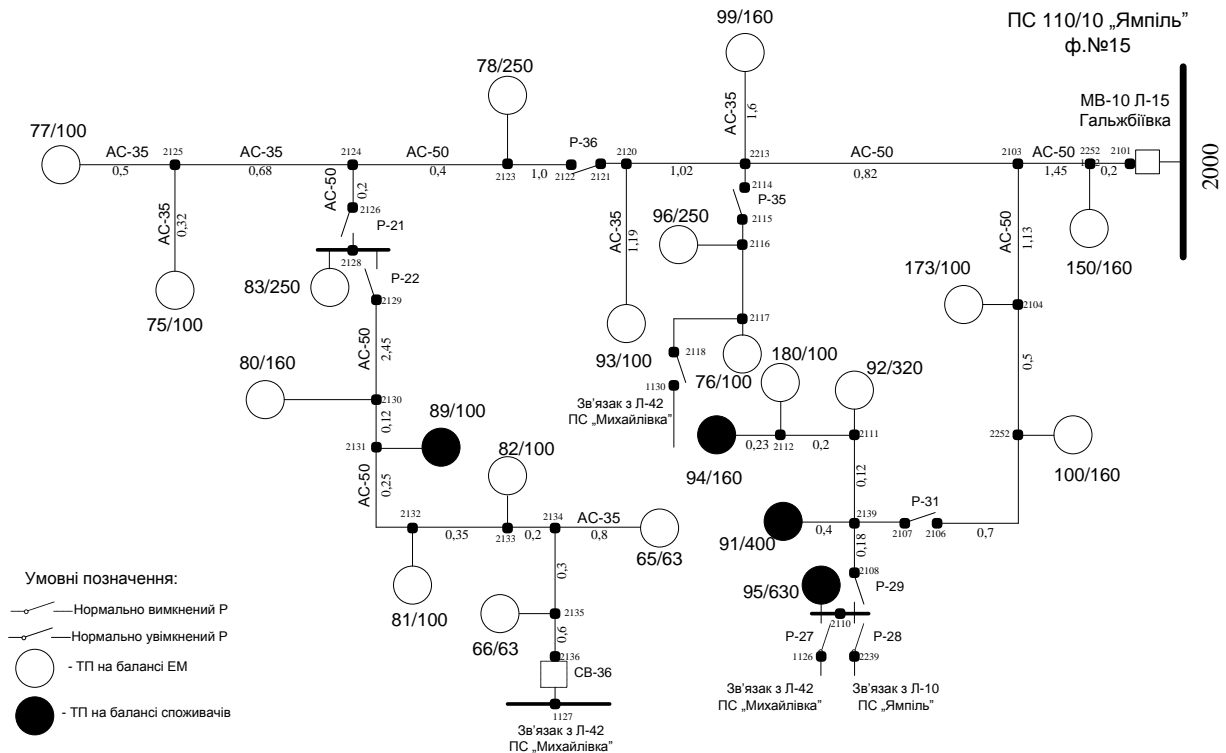


Рисунок 3.6 – ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№15

Протяжність ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№10 становить 29 км. Даний фідер містить: 38 вузлів, 22 трансформаторних підстанцій, 9 роз'єднувачів, 2 з яких

нормально вимкнені, 2 вимикача, 2 лінії зв'язку з ПС 110/10 «Михайлівка» ф.№42, лінію зв'язку з ПС 110/10 «Ямпіль» ф.№40.

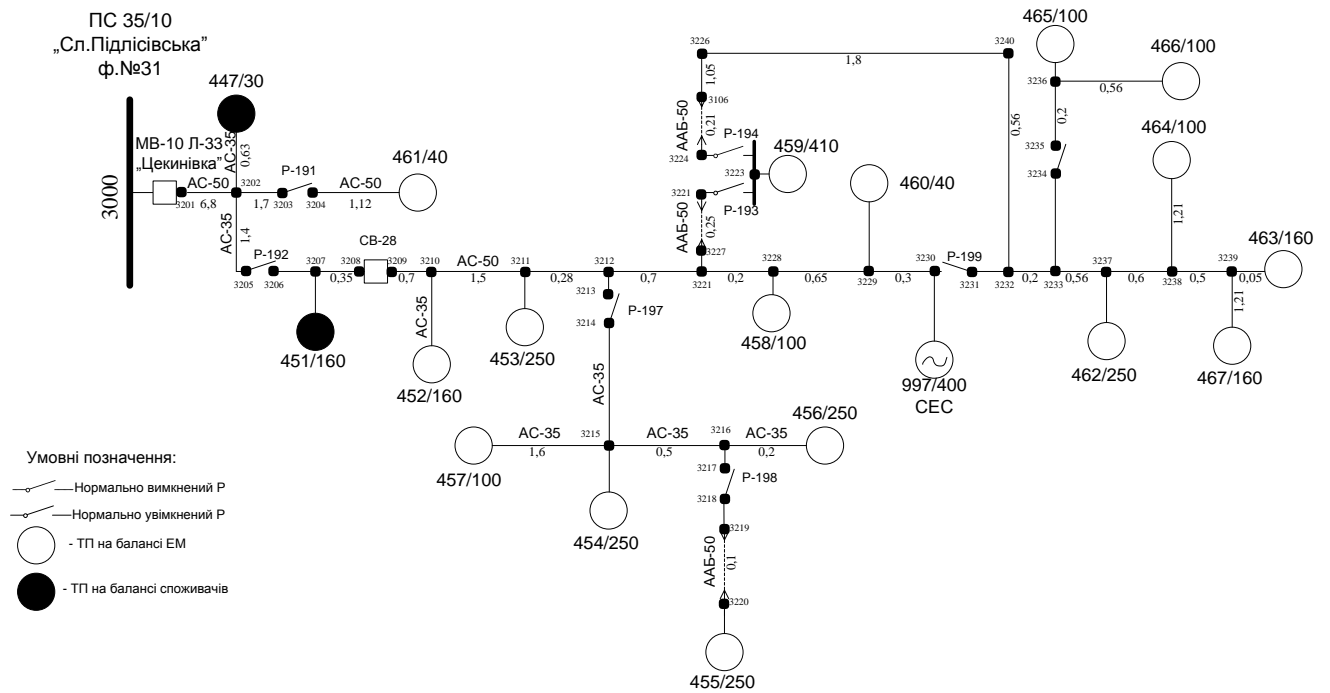


Рисунок 3.7 – ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№31

Протяжність ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№31 становить 21,3 км. Даний фідер містить: 40 вузлів, 18 трансформаторних підстанцій; 8 роз'єднувачів, один з яких нормально вимкнений, 2 вимикача, одну сонячну електростанцію потужністю 400 МВт.

Протяжність ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№33 становить 18,38 км. Даний фідер містить: 17 вузлів, 8 трансформаторних підстанцій, 2 роз'єднувача, 2 вимикача, одну гідроелектростанцію потужністю 100 МВт.

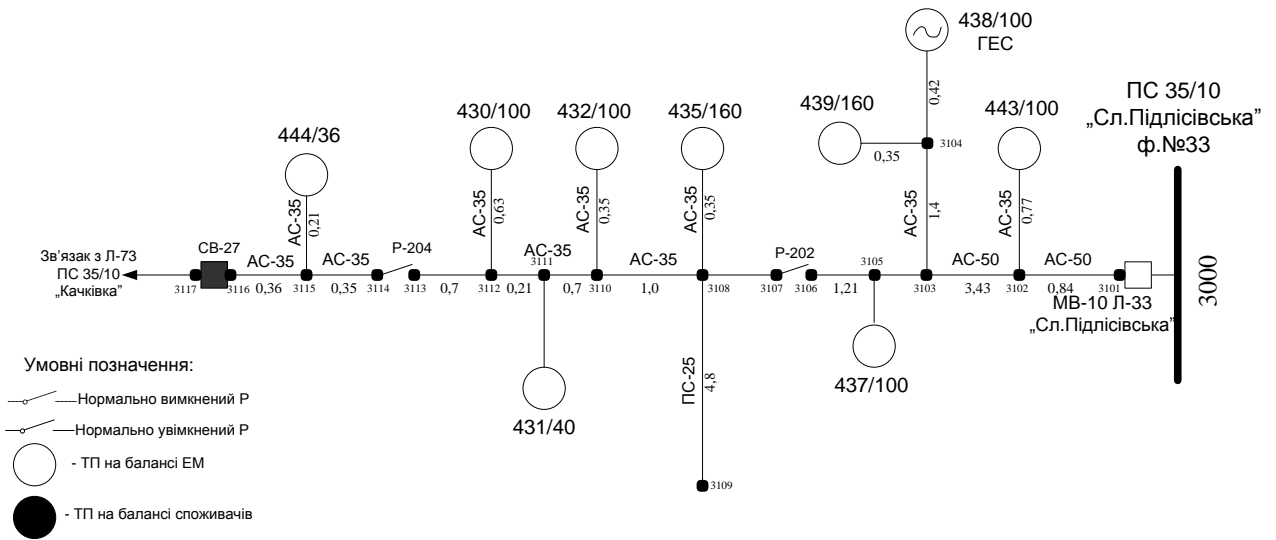


Рисунок 3.8 – ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№33

У програму "Втрати 10/0,4 кВ" було введено інформацію про підстанції (рис 3.9), провада, роз'єднувачі, що дало можливість порахувати втрати вцілому по підстанціях та окремо по фідерам (додаток А).

Втррати - 10/0,4 (Версія 7.04) - 4 ПС.dat

Файл Розрахунок Електроощадні заходи (ЕОЗ) База основного обладнання Сервіс ?

Аналіз схеми Розрахунок Результати Вірогідність Тє

**Інформація про підстанції**

Змінити інформацію Графік навантаження >

N шин	Назва	U, кВ	T, год	Wв, кВт год
1000	"Михайлівка"	10.00	24.0	
2000	"Ямпіль"	10.00	24.0	
3000	"Сл.Підлісівка"	10.50	24.0	
4000	"Івонівка"	10.00	24.0	

**Фідери п/ст "Михайлівка"**

Змінити інформацію Редактор схеми фідера >

N	Назва	I <sub>max</sub> , А	I <sub>ср</sub> , А	I <sub>мін</sub> , А	Wв, кВт год
1	ф.№42		48.00		
2	ф.№43		256.00		
3	ф.№45		134.00		
4	ф.№41		140.00		

Рисунок 3.9 - Інформацію про підстанції

Результати розрахунку електричної мережі за часом втрат приведений на рисунку 3.10, та на графічному зображенні (рис. 3.11).



Результати розрахунку ЕМ за часом втрат (Режим середня навантаження)

Загальна інформація Розподіл втрат по підстанціях

**Розподіл втрат потужності, кВт**

Назва секції шин підстанції 110(25)/10(6) кВ	В ЛЕП 10 кВ, кВт	В трансформ. 10/0,4, кВт	В трансформ. навантаженні, кВт	В трансформ. нероб. ході, кВт	В ЛЕП 0,4 кВ, кВт	СУМАРНІ, кВт
"Миколайка"	1241,269	194,514	153,919	40,536	0,000	1439,782
"Янгіль"	494,468	119,817	87,582	32,236	0,000	604,295
"Сл.Підліска"	272,548	72,227	57,057	15,170	0,000	344,775
"Теофілка"	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
По розподільній мережі	1999,284	386,558	299,558	88,000	0,000	2364,842

**Розподіл втрат електроенергії, кВт\*год**

Назва секції шин підстанції 110(25)/10(6) кВ	В ЛЕП 10 кВ, кВт*год	В трансформ. 10/0,4, кВт*год	В трансформ. навантаженні, кВт*год	В трансформ. нероб. ході, кВт*год	В ЛЕП 0,4 кВ, кВт*год	СУМАРНІ, кВт*год
"Миколайка"	33217,946 (16,8%)	5155,351 (2,6%)	4181,071 (2,1%)	974,290 (0,5%)	0,000 (0,0%)	38773,296 (19,4%)
"Янгіль"	13160,136 (6,2%)	3152,722 (1,6%)	2379,082 (1,2%)	773,640 (0,4%)	0,000 (0,0%)	16312,859 (8,2%)
"Сл.Підліска"	7403,519 (3,5%)	1913,996 (0,9%)	1548,916 (0,8%)	364,080 (0,2%)	0,000 (0,0%)	9317,515 (4,7%)
"Теофілка"	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
По розподільній мережі	54281,601 (26,4%)	10222,069 (5,1%)	8110,069 (4,1%)	2112,000 (1,1%)	0,000 (0,0%)	64503,670 (32,6%)

Рисунок 3.10 - Розподіл втрат по підстанціям

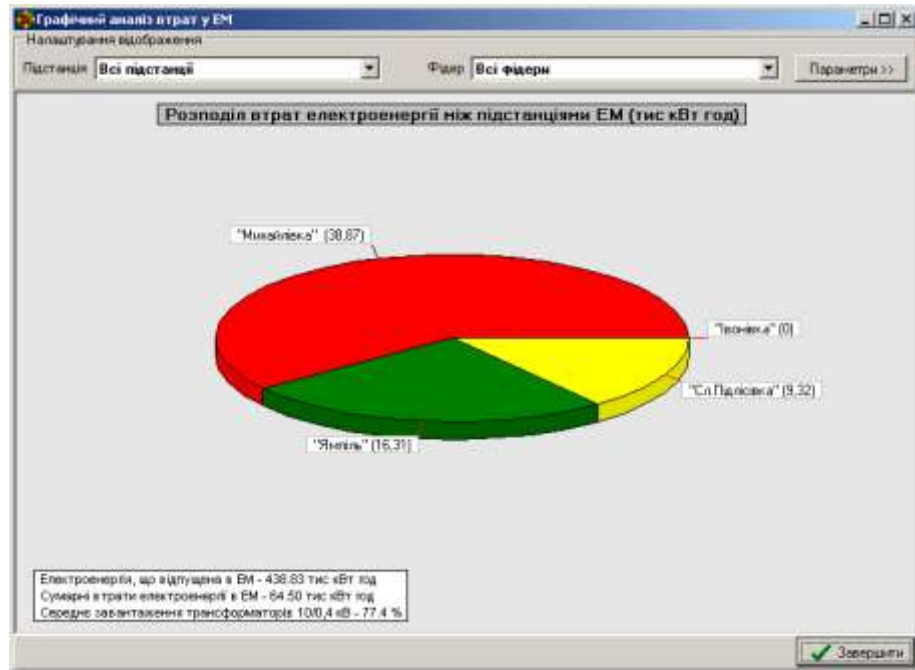


Рисунок 3.11 - Графічний аналіз втрат

### 3.1 Оптимізація режимів роботи електричної мережі

Зниження втрат потужності та електроенергії в розподільчих електричних мережах шляхом оптимізації схеми електричної мережі.

#### 3.1.1 Зв'язок фідерів №10 та №15 ПС «Ямпіль»

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 2239 фідер №10 та 2110 фідер №15. За напрямком струмів замкненого контуру знаходимо вузол електричної мережі, що відповідає точці поточкорозподілу, це вузол 2233 на фідері №10. Переводимо схему електричної мережі у розімкнений стан за рахунок встановлення секційного пункту в точці поточкорозподілу, зі зміною середнього значення контрольних замірів струму в голові фідерів у файлі вихідних даних. Виконавши розрахунок усталеного режиму оптимізованої схеми електричної мережі за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" отримуємо результати що приведені на рисунках 3.4 та 3.5 для фідера №10, рисунках 3.6 та 3.7 фідера №15.

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
<b>Електрична мережа компанії</b>		
Втрати потужності, кВт		
У ліній 10 кВ:	210,2	
У трансформ. 10(В)/0,4 кВ:	67,7	
навантажувальні:	62,3	
неробочого ходу:	15,4	
У мережах 0,4 кВ:	0,0	
Середні втрати, кВт:	277,9	
Втрати електроенергії, кВт*год[%]		
У ліній 10 кВ:	9709,5	6,70 %
У трансформ. 10(В)/0,4 кВ:	1790,3	2,10 %
навантажувальні:	1420,2	1,67 %
неробочого ходу:	370,1	0,43 %
У мережах 0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Середні втрати, кВт*год[%]	7499,8	8,80 %
<b>Абонентські електричні мережі</b>		
Втрати електроенергії, кВт*год[%]		
У ліній 10 кВ:	0,0	0,00 %
У трансформ. 10(В)/0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Середні втрати, кВт*год[%]	0,0	0,00 %
Час максимальних втрач, год:	11,8	

Рисунок 3.4 - Результати оптимізації фідера №10

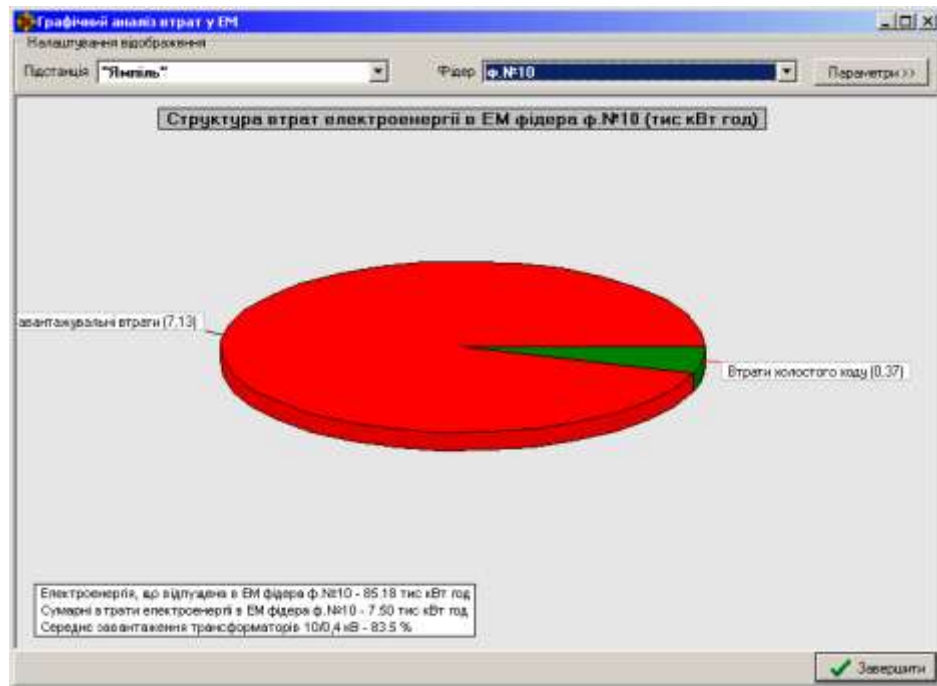


Рисунок 3.5 - Графічне зображення оптимізації фідера №10

Параметр	Значення, в.о.	Значення, %
<b>Електричні мережі контакти</b>		
Втрати поглинутості, кВт		
У ліній 10 кВ:	197.7	
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	55.9	
- авантажувальні:	41.8	
- неробочого ходу:	14.1	
У мережах 0.4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	253.6	
Втрати електроенергії, кВт*год[%]		
У ліній 10 кВ:	5369.4	7.25 %
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	1474.8	1.99 %
- авантажувальні:	1136.4	1.53 %
- неробочого ходу:	338.4	0.46 %
У мережах 0.4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год[%]	6944.2	9.24 %
<b>Абонентські електричні мережі</b>		
Втрати електроенергії, кВт*год[%]		
У ліній 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год[%]	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.6 - Результати оптимізації фідера №15

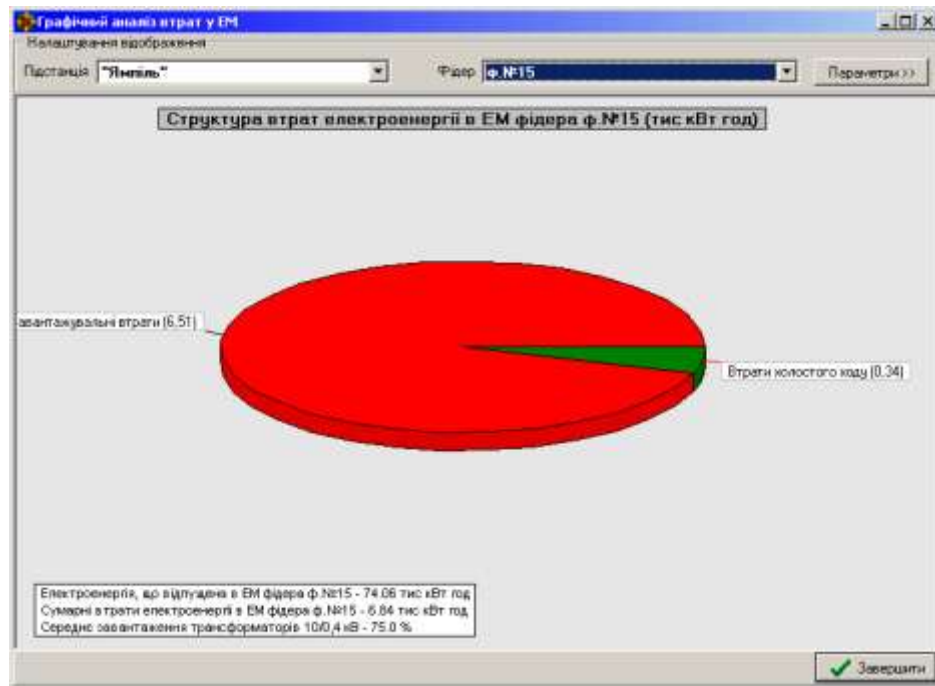


Рисунок 3.7 - Графічне зображення оптимізації фідера №15

Дані оптимізованої схеми можна звести до таблиці 3.1, порівнявши їх з вихідними даними цих фідерів (додаток Б).

Таблиця 3.1 - Результати розрахунків

Фідер №10		Фідер №15		Сумарні втрати до оптимізації, кВт	Сумарні втрати після оптимізації, кВт
втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт	втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт		
414,3	277,9	189	253,6	603,3	531,5

Отже, спираючись на дані таблиці 3.1, видно, що втрати після оптимізації на фідері №10 зменшились, але в свою чергу на фідері №15 збільшились, проте оптимізація схеми електричної мережі дала очікуваний позитивний результат.

### 3.1.2 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль»

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 1127 фідер №42 ПС «Михайлівка» та 2136 фідер №15 ПС «Ямпіль». За напрямком струмів замкненого контуру знаходимо вузол електричної мережі, що відповідає точці поточкорозподілу, це вузол 2131 на фідері №15 ПС «Ямпіль». Переводимо схему електричної мережі у розімкнений стан за рахунок встановлення секційного пункту в точці поточкорозподілу, зі зміною середнього значення контрольних замірів струму в голові фідерів у файлі вихідних даних. Виконавши розрахунок усталеного режиму оптимізованої схеми електричної мережі за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" отримуємо результати, приведені на рисунках 3.8 та 3.9 для фідера №42, рисунках 3.10 та 3.11 фідера №15.

Параметр	Значення, в.о.	Значення, %
<b>Електрична мережа компанії</b>		
Втрати потужності, кВт		
У ліній 10 кВ:	56.9	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	26.6	
- навантажувальні	21.0	
- неробочого ходу	5.6	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	83.5	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У ліній 10 кВ:	1546.8	8.01 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	704.4	3.65 %
- навантажувальні	569.6	2.95 %
- неробочого ходу	134.9	0.70 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	2251.2	11.66 %
<b>Абонентської електричної мережі</b>		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У ліній 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.8 - Результати оптимізації фідера №42 ПС «Михайлівка»

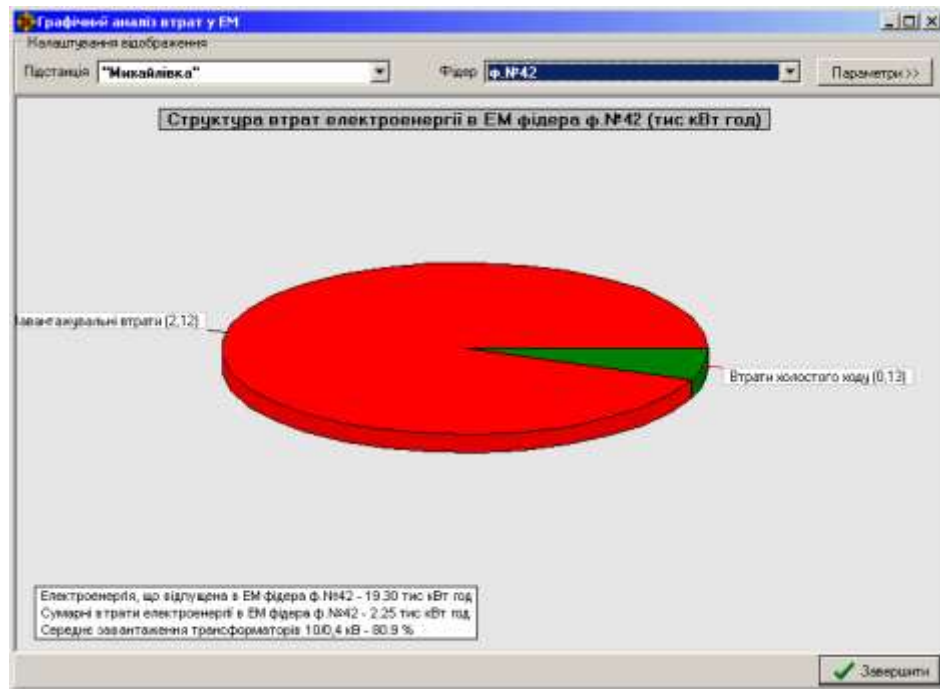


Рисунок 3.9 - Графічне зображення оптимізації фідера №42 ПС «Михайлівка»

Результати оптимізації ЕМ за часом втрат (Результати середньої навантаженості)

Підстанція "Ямпіль" / Фідер ф. №15 / Відпуск ел. енергії 57,95 тис. кВт\*год

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
<b>Електроенергія мережі, кВт год</b>		
Втрачає потужності, кВт		
У ліній 10 кВ	116,3	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:		
- навантажувальні	42,6	
- неробочого ходу	29,7	
У мережах 0,4 кВ:	12,9	
У мережах 0,4 кВ:	0,0	
Сумарні втрати, кВт	158,9	
<b>Втрачає електроенергії, кВт год (%)</b>		
У ліній 10 кВ	3160,2	5,45 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:		
- навантажувальні	1116,6	1,93 %
- неробочого ходу	806,2	1,39 %
У мережах 0,4 кВ:	310,3	0,54 %
У мережах 0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Сумарні втрати, кВт год (%)	4276,7	7,38 %
<b>Абсолютні втрати електроенергії</b>		
<b>Втрачає електроенергії, кВт год (%)</b>		
У ліній 10 кВ	0,0	0,00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:		
- навантажувальні	0,0	0,00 %
- неробочого ходу	0,0	0,00 %
У мережах 0,4 кВ:	0,0	0,00 %
У мережах 0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Сумарні втрати, кВт год (%)	0,0	0,00 %
Час максимальних втрат, год	11,8	

Рисунок 3.10 - Результати оптимізації фідера №15 ПС «Ямпіль»

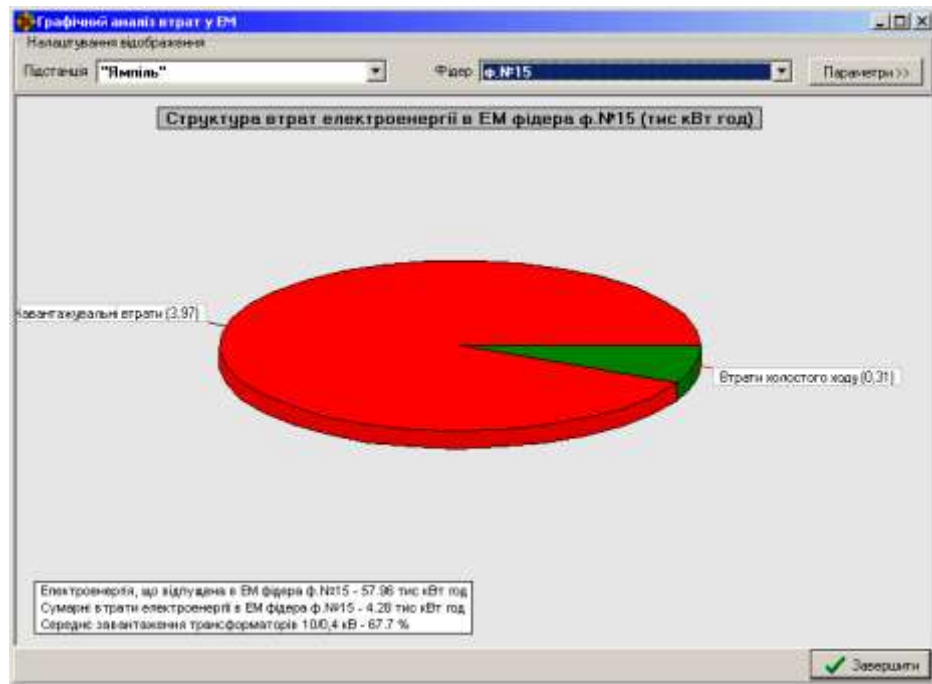


Рисунок 3.11 - Графічне зображення оптимізації фідера №15 ПС «Ямпіль»

Дані оптимізованої схеми можна звести до таблиці 3.2, порівнявши їх з вихідними даними цих фідерів (додаток Б).

Таблиця 3.2 - Результати розрахунків

Фідер №42		Фідер №15		Сумарні втрати до оптимізації, кВт	Сумарні втрати після оптимізації, кВт
втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт	втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт		
61,7	83,5	189	158,9	250,7	242,4

Отже, спираючись на таблицю 3.2, видно що, втрати після оптимізації на фідері №15 ПС «Ямпіль» зменшились, але в свою чергу на фідері №45 ПС «Михайлівка» збільшились, проте оптимізація схеми електричної мережі дала очікуваний позитивний результат.

### 3.1.3 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль»

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 1130 фідер №42 ПС «Михайлівка» та 2118 фідер №15 ПС «Ямпіль». За напрямком струмів замкненого контуру знаходимо вузол електричної мережі, що відповідає точці поточкорозподілу, це вузол 1122 на фідері №15 ПС «Ямпіль». Переводимо схему електричної мережі у розімкнений стан за рахунок встановлення секційного пункту в точці поточкорозподілу, зі зміною середнього значення контрольних замірів струму в голові фідерів у файлі вихідних даних. Виконавши розрахунок усталеного режиму оптимізованої схеми електричної мережі за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" отримуємо результати, приведені на рисунках 3.12 та 3.13 для фідера №42, рисунках 3.14 та 3.15 фідера №15.

Параметр	Значення, кВт	Значення, %
<b>Електрична мережа</b>		
Втрати потужності, кВт		
У ліній 10 кВ:	36,8	
У трансформ. 10(5)/0,4 кВ:	22,3	
- навантажувальні:	17,9	
- неробочого ходу:	4,5	
У мережах 0,4 кВ:	0,0	
Сумарні втрати, кВт:	59,1	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У ліній 10 кВ:	1000,1	6,88 %
У трансформ. 10(5)/0,4 кВ:	592,4	4,08 %
- навантажувальні:	485,6	3,34 %
- неробочого ходу:	106,8	0,73 %
У мережах 0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	1592,5	10,96 %
<b>Абонентські електричні мережі</b>		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У ліній 10 кВ:	0,0	0,00 %
У трансформ. 10(5)/0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0,0	0,00 %
Час максимальних втрат, год:	11,9	

Рисунок 3.12 - Результати оптимізації фідера №42 ПС «Михайлівка»



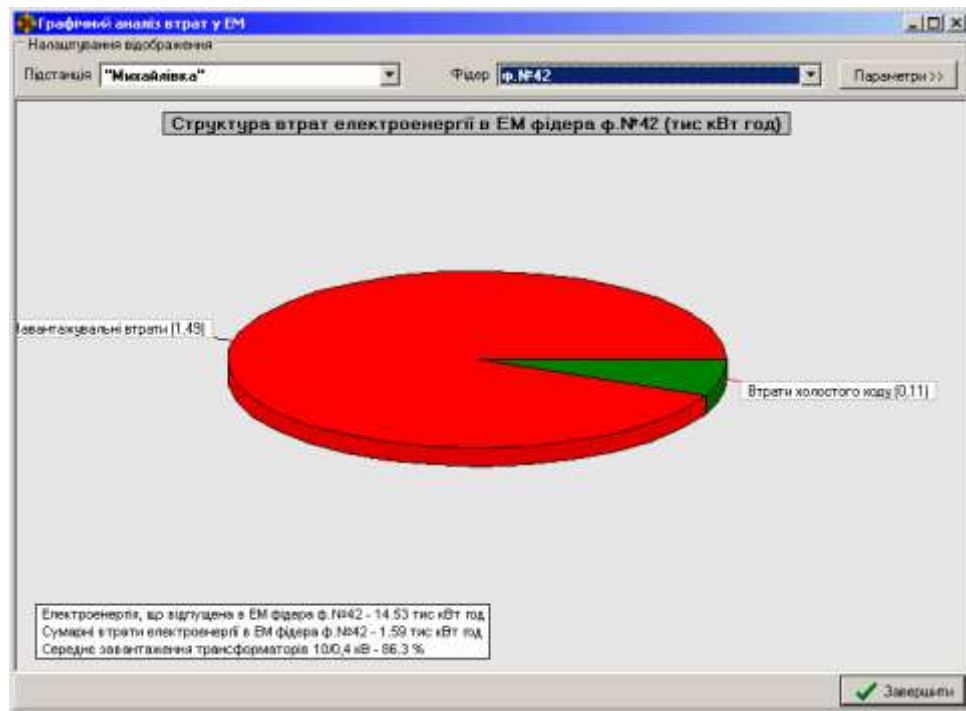


Рисунок 3.13 - Графічне зображення оптимізації фідера №42 ПС «Михайлівка»

Параметр	Значення, в.о.	Значення, %
<b>Електроенергія мережі розподілу</b>		
Втрати потужності, кВт		
У лінії 10 кВ:	144,5	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	47,5	
- навантажувальні	33,4	
- неробочого ходу	14,1	
У мережах 0,4 кВ:	0,0	
Сумарні втрати, кВт:	192,0	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лінії 10 кВ:	3925,1	6,19 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	1247,0	1,97 %
- навантажувальні	908,6	1,43 %
- неробочого ходу	338,4	0,53 %
У мережах 0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	5172,1	8,16 %
<b>Абонентські електричні мережі</b>		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лінії 10 кВ:	0,0	0,00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0,0	0,00 %
Час максимальних втрат, год	11,8	

Рисунок 3.14 - Результати оптимізації фідера №15 ПС «Ямпіль»

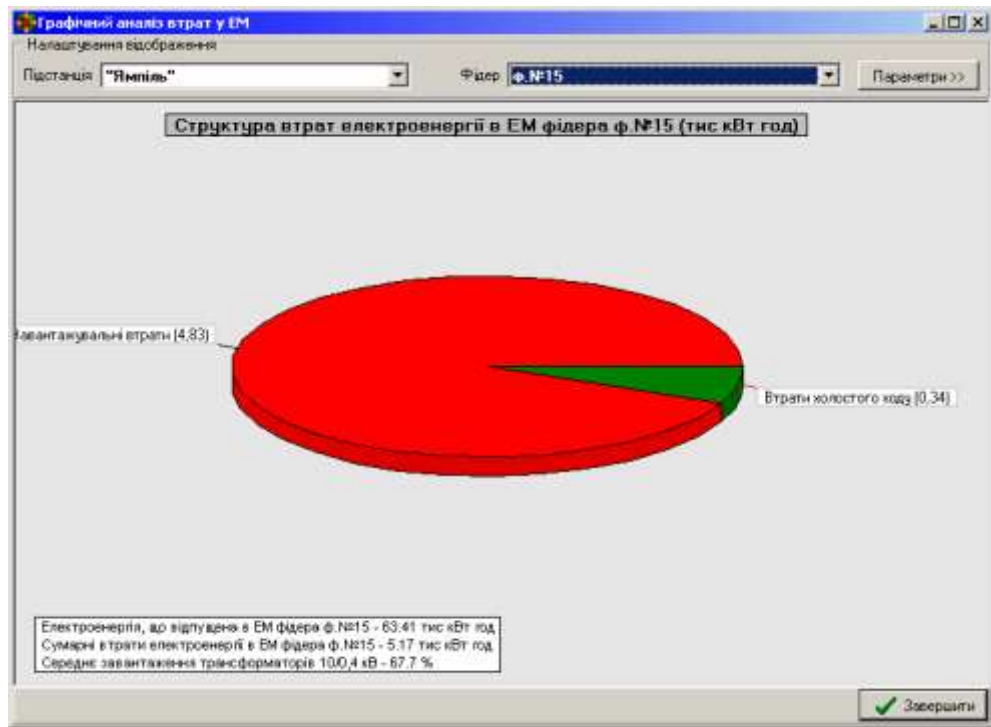


Рисунок 3.15 - Графічне зображення оптимізації фідера №15 ПС «Ямпіль»

Дані оптимізованої схеми можна звести до таблиці 3.3, порівнявши їх з вихідними даними цих фідерів (додаток Б).

Таблиця 3.3 - Результати розрахунків

Фідер №42		Фідер №15		Сумарні втрати до оптимізації, кВт	Сумарні втрати після оптимізації, кВт
втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт	втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт		
61,7	59,1	189	192	250,7	251,1

Отже, спираючись на дані таблиці 3.3, видно що, втрати після оптимізації на фідері №15 ПС «Ямпіль» зросли, але в свою чергу на фідері №45 ПС «Михайлівка» зменшились, але не зважаючи на це оптимізація схеми електричної мережі дала зворотній результат і в загальному, замість зменшення втрат отримаємо їх збільшення.

### 3.1.4 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль»

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 1126 фідер №42 ПС «Михайлівка» та 2110 фідер №15 ПС «Ямпіль». У замиканні цих фідерів немає точки поточкорозподілу що зображено для фідера №42 на рисунку 3.16 (а, б) та фідера №15 рисунку 3.17 (а, б).

Результати розрахунку ЕМ за часом втрат (Режим сталого навантаження)

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про лінії	
Місця	Вузли	Потужн. кВт	Розклад. кВт	dP, кВт	I, А
1100	1101	648.74	648.74	0.00	45.00
1101	1102	648.74	648.16	0.58	45.00
1102	1103	648.16	629.12	19.05	45.00
1103	1104	20.06	20.06	0.00	1.35
1104	1105	20.06	20.06	0.00	1.35
1105	64	20.06	20.05	0.00	1.35
1103	1106	609.06	605.27	3.80	43.74
1106	87	20.06	20.05	0.00	1.35
1106	1107	585.21	580.71	4.52	42.40
1107	1108	580.71	580.71	0.00	42.40
1108	1109	580.71	579.35	1.36	42.40
1109	1110	90.79	90.78	0.01	6.18
1110	1111	90.70	90.70	0.00	6.18
1111	1112	90.78	90.61	0.17	6.18
1112	71	40.14	40.12	0.01	2.74
1112	70	50.47	50.44	0.03	3.44
1109	1113	488.56	488.32	0.25	36.27
1113	1114	160.34	160.33	0.07	10.91
1114	67	80.14	80.08	0.06	5.46
1114	1115	80.14	80.09	0.06	5.46
1115	1127	80.09	80.09	0.00	5.46
1127	63	80.09	80.08	0.01	5.46
1113	1117	327.97	327.85	0.12	25.51
1117	1118	327.85	327.85	0.00	25.51

Рисунок 3.16,а - Інформація про вітку, фідер №42

Результати розрахунку ЕМ за часом в г/шт (Результати середніх значень за період)

Загальна інформація		Інформація про в'їзд		Інформація про в'їзд	
Мінометр	Номер	Розмітка, г/шт	Рівень, г/шт	gF, г/шт	L, A
1113	1117	327.97	327.85	0.12	25.51
1117	1118	327.85	327.85	0.00	25.51
1118	1119	327.85	326.49	1.36	25.51
1119	1120	302.42	301.39	0.45	23.90
1120	1121	80.76	80.32	0.38	15.72
1121	88	80.16	80.08	0.08	5.49
1121	88	80.14	80.08	0.06	5.49
1121	1150	79.99	80.01	0.03	-11.05
1150	1151	80.01	80.01	0.00	-11.86
1151	88	80.01	80.04	0.02	-11.05
1120	1122	221.29	220.54	0.65	13.47
1122	1130	0.00	0.00	0.00	0.00
1122	1123	220.64	220.36	0.27	13.47
1123	1124	220.36	220.36	0.00	13.47
1124	1125	220.36	220.33	0.03	13.47
1125	90	200.45	200.34	0.12	13.65
1125	1126	19.88	19.84	0.04	6.27
1126	2110	19.84	19.84	0.00	6.27
1119	72	24.04	24.04	0.00	1.65
1102	1129	0.00	0.00	0.00	0.00
1129	2138	0.00	0.00	0.00	0.00
1130	2118	0.00	0.00	0.00	0.00
1129	1331	0.00	0.00	0.00	0.00

Рисунок 3.16, б - Інформація про вітки, фідер №42

Результати розрахунку ЕМ за часом в г/шт (Результати середніх значень за період)

Загальна інформація		Інформація про в'їзд		Інформація про в'їзд	
Мінометр	Номер	Розмітка, г/шт	Рівень, г/шт	gF, г/шт	L, A
2000	2101	2385.74	2385.74	0.00	150.05
2101	2102	2385.74	2386.32	9.44	150.05
2102	150	88.89	88.89	0.01	5.03
2102	2103	2267.42	2204.10	63.47	152.23
2103	2104	1041.38	1029.88	11.53	73.47
2104	173	55.59	55.58	0.00	3.79
2104	2105	974.30	969.72	4.58	69.89
2105	100	88.90	88.89	0.01	6.09
2105	2106	880.82	875.48	5.36	63.62
2106	2107	875.48	875.48	0.00	63.62
2107	2139	875.48	874.72	0.77	63.62
2139	2108	320.06	329.62	0.24	26.51
2108	2110	329.82	329.62	0.00	26.51
2110	95	249.66	249.55	0.11	24.06
2139	2111	322.51	322.34	0.20	22.23
2111	92	177.90	177.79	0.09	12.25
2111	2112	144.53	144.48	0.04	9.98
2112	180	55.59	55.58	0.01	3.84
2112	94	88.90	88.88	0.02	6.14
2139	91	222.13	221.95	0.18	15.29
2103	2113	1162.72	1153.10	9.64	78.95
2113	2114	278.34	278.32	0.01	19.11
2114	2115	278.32	278.32	0.00	19.11
2115	2116	278.32	278.26	0.07	19.11
2116	96	139.11	139.08	0.02	9.95
2116	2117	139.15	139.11	0.03	9.95

Рисунок 3.17, а - Інформація про вітки, фідер №15

Нижня точка	Верхня точка	Потужність, кВт	Інформація про втрати	Інформація про витрати	Інформація про витрати	I, А
2116	2117	139.10	139.11	0.00	0.00	0.95
2117	200	139.11	139.09	0.02	0.00	0.95
2117	2118	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2113	2120	785.76	780.21	5.56	53.03	53.03
2120	93	55.63	55.58	0.05	0.00	3.82
2120	2121	724.58	724.12	0.47	49.87	49.87
2121	2122	724.12	724.12	0.00	49.87	49.87
2122	2123	724.12	719.43	4.70	49.87	49.87
2123	78	139.11	139.09	0.02	0.00	0.95
2123	2124	580.31	579.10	1.22	40.18	40.18
2124	2125	111.31	111.20	0.11	7.71	7.71
2125	77	55.60	55.58	0.02	3.05	3.05
2125	75	55.60	55.58	0.01	3.05	3.05
2124	2126	467.79	467.39	0.40	32.47	32.47
2126	2128	467.39	467.35	0.04	32.47	32.47
2128	83	139.11	139.09	0.02	9.72	9.72
2129	2129	328.28	328.28	0.00	22.76	22.76
2129	2130	328.28	325.89	2.40	22.76	22.76
2130	2131	256.99	236.53	0.08	16.98	16.98
2131	2132	181.34	181.26	0.08	12.67	12.67
2132	81	55.59	55.58	0.00	3.88	3.88
2132	2133	125.68	125.63	0.05	8.79	8.79
2133	82	55.59	55.58	0.00	3.89	3.89
2133	2134	70.04	70.03	0.01	4.90	4.90
2134	65	35.02	35.01	0.01	2.45	2.45
2134	2135	35.01	35.01	0.00	2.45	2.45

Рисунок 3.17,б - Інформація про вітки, фідер №15

Отже, оптимізувати дане з'єднання фідерів неможливо.

### 3.1.5 Зв'язок фідера №45 ПС «Михайлівка» та фідера №2 ПС «Івонівка»

Проводимо розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 1313 фідер №45 ПС «Михайлівка» та 4102 фідер №2 ПС «Івонівка». За напрямком струмів замкненого контуру знаходимо вузол електричної мережі, що відповідає точці поточкорозподілу, це вузол 1311 на фідері №45 ПС «Михайлівка». Переводимо схему електричної мережі у розімкнений стан за рахунок встановлення секційного пункту в точці поточкорозподілу, зі зміною середнього значення контрольних замірів струму в голові фідерів у файлі вихідних даних. Виконавши розрахунок усталеного режиму оптимізованої схеми електричної мережі за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" отримуємо результати, приведені на рисунках 3.18 та 3.19 для фідера №45, рисунках 3.20 та 3.21 фідера №3.

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Резон середній навантаження)

Всі схеми

- "Михайлівка"
  - ф.№42
  - ф.№43
  - ф.№45
  - ф.№41
- "Явчівка"
  - ф.№15
  - ф.№10
- "Сл.Підліска"
  - ф.№2

Підстанція: "Михайлівка" / Фідер: ф.№45 / Відпуск ел.енергії: 17.98 тис

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
<b>Електричні мережі компанії</b>		
Втрати потужності, кВт		
У ліній 10 кВ:	63.8	
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	48.5	
- навантажувальні	35.3	
- неробочого коду	13.2	
У мережах 0.4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	112.4	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У ліній 10 кВ:	1734.3	9.65 %
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	1276.5	7.10 %
- навантажувальні	959.1	5.33 %
- неробочого коду	317.4	1.77 %
У мережах 0.4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	3010.8	16.75 %
<b>Абонентські електричні мережі</b>		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У ліній 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год.	11.8	

Рисунок 3.18 - Результати оптимізації фідера №45 ПС «Михайлівка»

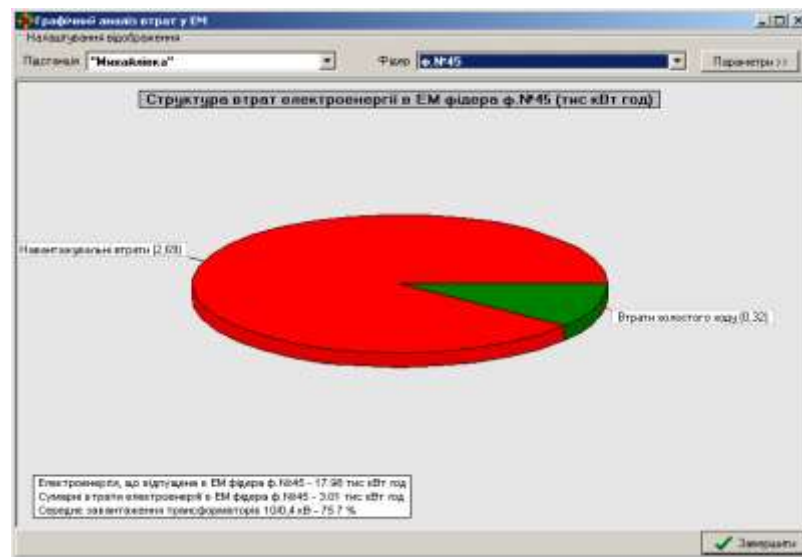


Рисунок 3.19 - Графічне зображення оптимізації фідера №45 ПС «Михайлівка»

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Загальна інформація    Інформація про вузли    Інформація про вітки

Підстанція: "Івонівка" / Фідер: ф.№2 / Відпуск ел.енергії: 20.13 тис кВт\*

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
<b>Електричні мережі компанії</b>		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	45.2	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	
- навантажувальні:	0.0	
- неробочого ходу:	0.0	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	45.2	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	1228.6	6.10 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
- навантажувальні:	0.0	0.00 %
- неробочого ходу:	0.0	0.00 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	1228.6	6.10 %
<b>Абонентські електричні мережі</b>		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.20 - Результати оптимізації фідера №2 ПС «Івонівка»

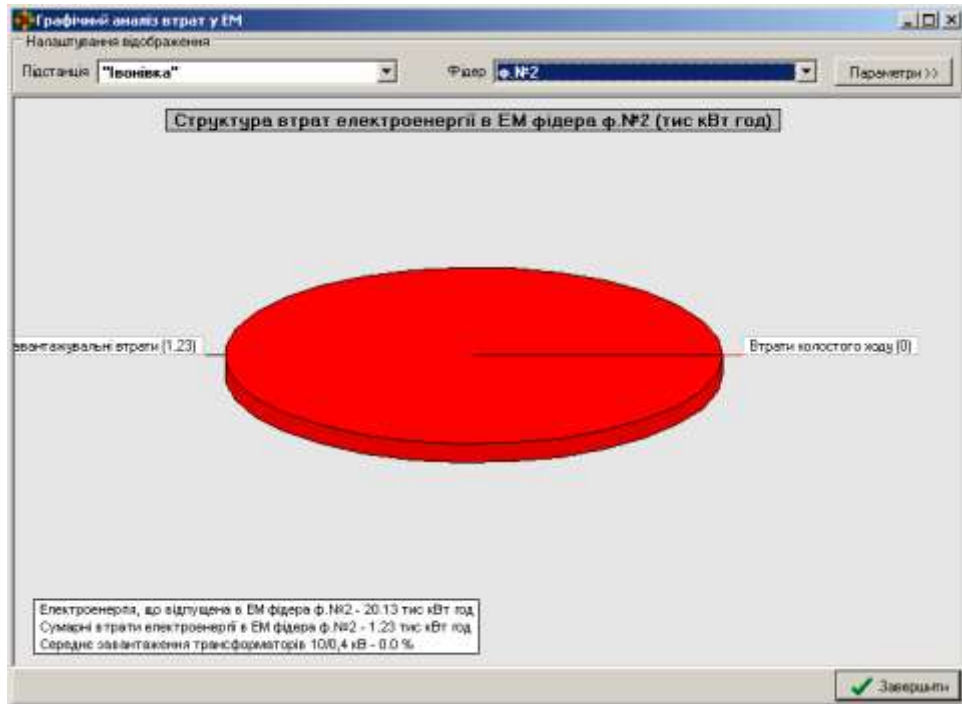


Рисунок 3.21 - Графічне зображення оптимізації фідера №2 ПС «Івонівка»

Дані оптимізованої схеми можна звести до Таблиці 3.4, порівнявши їх з вихідними даними цих фідерів (додаток Б).

Таблиця 3.4 - Результати розрахунків

Фідер №452		Фідер №2		Сумарні втрати до оптимізації, кВт	Сумарні втрати після оптимізації, кВт
втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт	втрати до оптимізації, кВт	втрати після оптимізації, кВт		
353,3	112,4	0	45,2	353,3	157,6

Отже, спираючись на дані Таблиці 3.4, видно що, втрати після оптимізації на фідері №45 ПС «Михайлівка» зменшились, але в свою чергу на фідері №2 ПС «Івонівка» збільшились, проте оптимізація схеми електричної мережі дала очікуваний позитивний результат.

### **3.1.6 Зв'язок фідера №42 ПС «Михайлівка» та фідера №15 ПС «Ямпіль»**

Проводити розрахунок усталеного режиму електричної мережі при замиканні фідерів підстанції у контури за рахунок наявного комутаційного обладнання, з'єднуючи вузли 1129 фідер №42 ПС «Михайлівка» та 2110 фідер №45 ПС «Михайлівка» не доцільно, оскільки роз'єднувач стоїть у голові фідера. При оптимізації ліній буде вимикатись один з фідерів.

### **3.1.7 Розрахунок втрат ПС 35/10 «СЛ. Підлісівська» ф.№31 із сонячною електростанцією у режимі «день» та «ніч»**

ПС 35/10 «СЛ. Підлісівська» ф.№31 (додаток Б) містить сонячну електростанцію вузол 997, потужністю 400 кВт. Коефіцієнт корисної дії даної станції 70% в день. У нічний час вона споживає 2% від свої потужності на власні потреби.

За допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ" Виконавши розрахунок усталеного режиму схеми електричної мережі в денному режимі отримуємо втрати 303,7 кВт (рис. 3.22), та струми фідера у вітках (рис. 3.23).



Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
<b>Електричні мережі компанії</b>		
Втрати потужності, кВт		
У лініях 10 кВ:	249.8	
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	53.9	
- навантажувальні:	42.5	
- неробочого ходу:	11.4	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати, кВт:	303.7	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	6784.9	11.42 %
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	1428.2	2.40 %
- навантажувальні:	1155.3	1.94 %
- неробочого ходу:	272.9	0.46 %
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	8213.1	13.83 %
<b>Абонентські електричні мережі</b>		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00 %
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	0.0	0.00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0.0	0.00 %
Час максимальних втрат, год:	11.8	

Рисунок 3.22 - Втрати, денний режимі

Нпочатку	Нкіця	Рпотужк, кВт	Рсила, кВт	dP, кВт	I, А
3228	458	78.08	78.08	0.01	5.39
3228	3229	750.27	746.50	3.36	56.48
3229	460	31.27	31.27	0.00	2.17
3229	3230	715.63	715.08	0.56	54.33
3230	3231	683.10	683.10	0.00	47.50
3231	3232	683.10	682.67	0.43	47.50
3232	3240	0.00	0.00	0.00	0.00
3240	3226	0.00	0.00	0.00	0.00
3226	3225	0.00	0.00	0.00	0.00

Рисунок 3.23 - Інформація про вітки, «день»

За допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ", виконавши розрахунок усталеного режиму схеми електричної мережі, в денному режимі отримуємо втрати 301,5 кВт (рис. 3.24), та струми фідера у вітках (рис. 3.25).

Параметр	Значення, в.о.	Значення, %
<b>Електрика мережа компанії</b>		
Втрати потужності, кВт		
У лінії 10 кВ:	255,1	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	46,4	
- навантажувальні:	35,0	
- неробочого часу:	11,4	
У мережах 0,4 кВ:	0,0	
Сумарні втрати, кВт:	301,5	
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лінії 10 кВ:	6929,0	11,39 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	1224,9	2,01 %
- навантажувальні:	952,0	1,57 %
- неробочого часу:	272,9	0,45 %
У мережах 0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	8153,9	13,41 %
<b>Абонентські електричні мережі</b>		
Втрати електроенергії, кВт*год(%)		
У лінії 10 кВ:	0,0	0,00 %
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0,0	0,00 %
Сумарні втрати, кВт*год(%)	0,0	0,00 %
Час максимальних втрат, год	11,8	

Рисунок 3.24 - Втрати у нічний режим

Місяць		Вісник	Пропиток, кВт	Резид, кВт	дР, кВт	I, А
3221	3228	1016,14	1014,28	1,86	70,21	
3228	458	70,79	70,79	0,00	4,91	
3228	3229	343,45	338,99	4,45	65,31	
3229	460	28,35	28,35	0,00	1,98	
3229	3230	919,64	909,08	0,76	63,33	
3230	3231	619,01	619,01	0,00	43,22	
3231	3232	619,01	618,66	0,35	43,22	
3232	3240	0,00	0,00	0,00	0,00	
3240	3226	0,00	0,00	0,00	0,00	
3226	3225	0,00	0,00	0,00	0,00	
3225	3224	0,00	0,00	0,00	0,00	
3232	3233	618,66	617,95	0,71	43,22	
3233	3234	141,64	141,64	0,02	9,89	
3234	3235	141,64	141,64	0,00	9,89	
3235	3236	141,64	141,60	0,04	9,89	
3236	465	70,79	70,79	0,00	4,95	
3236	466	70,81	70,79	0,03	4,95	
3233	3237	476,30	475,12	1,18	33,33	
3237	462	177,13	177,10	0,03	12,48	
3237	3238	297,99	297,90	0,49	20,85	
3238	464	70,82	70,79	0,04	4,97	
3238	3239	226,68	226,44	0,24	15,68	
3239	463	113,22	113,21	0,01	7,94	
3239	467	113,22	113,21	0,00	7,94	
3230	397	290,87	290,76	0,11	20,11	

Рисунок 3.25 - Інформація про вітки, «ніч»

Підрахувавши втрати вдень та вночі маємо:  $303,7 - 301,5 = 2,2$  (кВт).  
 Отже, втрати вдень збільшуються, на відміну від ночі по фідеру на 2,2 кВт.  
 Вдень СЕС видає 280 кВт, а вночі споживає 8 кВт із системи.

## РОЗДІЛ 4

### ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Задачею проектування реконструкції електричних мереж є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які обумовлюють реконструкцію електричних мереж, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів в необхідній кількості і необхідну якість з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проекти реконструкції електричних мереж повинні служити вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва або реконструкції ліній електропередач і підстанцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

Необхідність реконструкції мереж обумовлена тим, що майже все електроенергетичне обладнання, яке експлуатується зараз на території України, вже виробило свій ресурс, як за технічними показниками, так і за моральними. Існуючий на сьогоднішній час сучасний стан електричних мереж зумовлений тим, що енергопостачальні компанії не мають коштів на проведення істотної реконструкції розподільних мереж, загальні втрати електроенергії в яких досягають 30-35%.

Ці втрати зумовлені не тільки технічним станом обладнання електричних мереж, а, також, тим, що електричні мережі, побудовані 15-30 років тому, не відповідають сучасному стану споживання електроенергії, що теж веде до збільшення втрат. Більшу частину загальних втрат складають технічні втрати – близько 20%, зумовлені саме технічним станом розподільних мереж. Ці втрати необхідно та можливо знизити шляхом проведення технічної реконструкції існуючих розподільчих мереж.

Для проведення реконструкції та визначення її оптимального напрямку необхідно проаналізувати поточний стан ЕМ, визначити потенційно «слабкі» місця і, використовуючи типовий набір електроощадних заходів, запропонувати

економічно-обґрунтований порядок їх впровадження, що забезпечить максимальний ефект від реалізації. Таким чином, задачею даної дипломної роботи буде вибір методик розрахунків техніко-економічних показників і виконання розрахунків для визначення оптимальної послідовності реконструкції електричних мереж 10 кВ Ямпільського району.

В процесі проектування реконструкції електричної мережі важливо враховувати специфіку та кліматичні умови району її розташування. Ямпільського район розташований на території Вінницької області, яка знаходиться в центральній частині України і відноситься до четвертого кліматичного району по ожеледі, до третього по швидкості вітру і до другого по забрудненню.

Район розташований в лісостеповій зоні помірно континентального клімату з відносно холодною зимою та теплим літом. Клімат – помірно вологий. Середньорічна температура повітря  $+8 - +9$  °С. Найбільш високі середньомісячні температури повітря спостерігаються в червні і досягають  $+21$  °С. Найбільш високі добові температури сягають  $+34 - +37$  °С, а найбільш низькі –  $-32 - -34$  °С. Самим холодним місяцем є січень. Перші морози з'являються в середині листопада, а останні – в середині квітня. Середньорічне число морозних днів складає 105 днів. В холодний сезон температурний режим постійний. Поряд зі значно низькими температурами повітря спостерігаються відлиги, що іноді призводять до повного розтавання снігового покриву серед зими, а іноді і до серйозних аварійних ситуацій, визнаних налипанням значної кількості ожеледі на проводах ліній електропередач. В літній період температурний режим району характеризується відносно більшою стійкістю. В районі за рік випадає 480 – 570 мм опадів. Опади випадають нерівномірно. Найбільш висока їх кількість припадає на квітень-травень (більше 40% річних), а найменша – на січень-лютий (біля 10%).

Снігове покриття починає формуватись з початку грудня з відхиленням в обидві сторони до одного місяця. Середня товщина снігового покриву коливається в межах від 2 до 7 см. Сейсмічна активність району складає 5 балів.

Мережа 10 кВ Ямпільського району отримує живлення від 4 підстанцій 110/10 кВ або 110/35/10 кВ, до яких приєднано 21 фідер 10 кВ. Навантаження фідерів 10 кВ еквівалентується до рівня трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ, від яких через розподільні мережі 0.4 кВ забезпечується живлення кінцевих споживачів.

Розподільні мережі 10 кВ району складаються з:

- 4 живильних трансформаторних підстанцій (ТП) та 29 фідерів 10 кВ;
- 624 вузлів, з них 288 ТП 10/0,4 кВ та 336 проміжних вузлів;
- 603 віток, з них: 548 ЛЕП та 55 комутаційних апаратів.

Встановлена потужність ТП 10/0,4 кВ – 41461,0 кВА

Сумарна довжина ЛЕП 10 кВ – 336,63 км

Розподільчі мережі 10 кВ Ямпільського району істотно постраждали від ожеледі 27.11.2000 року і до цих пір експлуатуються за тимчасовими схемами. Для термінового відновлення електропостачання знеструмлених споживачів, було прийняте рішення про відновлення електромереж з використанням наявних матеріалів, а також про будівництво тимчасових ліній електропередач та про переключення споживачів з пошкоджених на непошкоджені фідери. Таким чином, склалась ситуація, коли деякі фідери досягли довжини 30-35 км. Разом з тим, кількість скруток проводів ЛЕП у десятки разів перевищує обмеження. Вказані фактори призвели до невиконання вимог ПУЕ стосовно надійності електропостачання, а також до різкого зростання технічних втрат електроенергії в указаних ЕМ.

З метою забезпечення надійності електропостачання та зменшення втрат електроенергії у ЕМ пропонується використовувати наступні заходи:

- оптимізацію схеми ЕМ з перемиканням частини споживачів з одного фідера на інший;
- заміну перерізу проводів на відрізках, що містять найбільшу кількість скруток проводів, а також характеризуються підвищеними втратами електроенергії;

– встановлення компенсаційних пристроїв на найбільш віддалених трансформаторних підстанціях, з метою розвантаження ЕМ по реактивній потужності.

Для формування адекватних рекомендацій щодо реконструкції ЕМ, потрібно провести дослідження впливу високого рівня зношування основного обладнання ЕМ на їх розрахункову схему, а також прогнозування навантажень району, оскільки результати прогнозування є додатковим фактором, що впливають на вибір переліку фідерів, які підлягають реконструкції.

#### **4.1 Вибір остаточного варіанту впровадження електроощадних заходів**

В умовах переходу до ринкових відносин в економіці та реформи ціноутворення основним показником ефективності основних фондів, що знову вводяться на рівні підприємства стає абсолютна ефективність (рентабельність), яка є визначальним критерієм доцільності капіталовкладень.

Порівнюючи варіанти конкретних технічних рішень на рівні підприємств або районних енергосистем, як критерій порівняльної ефективності рекомендується використовувати максимум рентабельності:

$$E_a = \Delta\Pi / K = (Ц - В) / K, \quad (4.1)$$

де Ц – вартість річного випуску продукції в оптових цінах (без податку з обороту);

В – собівартість річного випуску продукції (витрати виробництва). Разом з рентабельністю використовується також показник терміну окупності капіталовкладень за рахунок отриманого прибутку:

$$T_{ок} = 1/E_a \quad (4.2)$$

Попередню формулу рентабельності (4.2) капіталовкладень в електричній мережі можна подати у вигляді:

$$E_a = (10 \cdot \Pi_T \cdot (\gamma W - \Delta W) - B + \Delta\Pi) / K, \quad (4.3)$$

де  $\Pi_T$  – середньо зрівноважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), коп/кВт·год.;

$\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу;

$W$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн. кВт·год.;

$\Delta W$  – зміна втрат електроенергії в мережі, млн. кВт·год.;

$B$  – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передачі електроенергії), тис. грн.;

$\Delta\Pi$  – збільшення прибутку внаслідок підвищення надійності електропостачання та інших факторів, які впливають на економічний ефект, тис. грн.;

$K$  – капіталовкладення в електричну мережу, тис. грн.

Всі варіанти реконструкції електричних мереж під час порівняння повинні:

- відповідати вимогам нормативних документів і керівних вказівок з проектування;
- забезпечувати однаковий енергетичний ефект біля споживачів; розглядати варіанти реконструкції електричної мережі за один і той же період;
- варіанти, які порівнюються, повинні відповідати нормативним вимогам до надійності електропостачання;
- всі економічні показники порівнювальних варіантів повинні визначатися в цінах одного рівня за джерелами однакової вірогідності.

Для розрахунків рентабельності порівняльних варіантів приведемо формулу рентабельності (4.3) до вигляду;

$$E_a = (\Pi_T \cdot \Delta W_M \cdot K_H \cdot 12 - B) / K, \quad (4.4)$$

де  $\Pi_T = 12$  коп/кВт·год,

$K_n$  – коефіцієнт зменшення втрат електричної енергії в ЕМ за рахунок зміни навантаження протягом року ( $K_n=0,6$ ),

12 – кількість місяців в році.

$$\Delta W = W_{II} - W_p, \quad (4.5)$$

де  $W_{II}$  – втрати електроенергії в мережі до проведення реконструкції;

$W_p$  – втрати електроенергії в мережі після проведення реконструкції.

Відповідно до (4.5) для вихідної схеми реконструкції ЕМ зниження втрат електричної енергії за місяць становить:

$$\Delta W_m = 295228,9 - 252578,2 = 42653,7 \text{ (кВт·год.)}$$

Капітальні витрати на проведення реконструкції ЕМ розраховуються наступним чином:

$$K = K_{ЛЕП} - K'' + K_{ЕО}, \quad (4.6)$$

де  $K_{ЛЕП}$  – капітальні витрати на проведення реконструкції ліній електропередач тис. грн.;

$K_{ЕО}$  – капітальні витрати на встановлення електрообладнання тис. грн.;

$K''$  – повернення коштів за рахунок утилізації заміненого обладнання, тис. грн.

$$K_{ЛЕП} = \sum(K_{0i} \cdot L_i), \quad (4.7)$$

де  $K_0$  – капітальні витрати на заміну проводів 1 кілометра лінії, тис. грн.;

$L$  – довжина введених ліній, км.

$$K_0 = 0,5 \cdot K_1 \cdot 53, \quad (4.8)$$

де 53 – поправочний коефіцієнт;

0,5 – коефіцієнт, що враховує вартість заміни проводів;

$K_1$  – капітальні витрати на спорудження 1 кілометра лінії, тис. крб.



$$K'' = L_{\text{вив}} \cdot m_{\text{вив}} \cdot V_{\text{мб}}, \quad (4.9)$$

де  $L_{\text{вив}}$  – довжина виведеної з експлуатації ділянки лінії, км;

$m_{\text{вив}}$  – маса 1 км виведеної лінії, т;

$V_{\text{мб}} = 2,0$  – ліквідна вартість одної тони проводу ЛЕП, тис. грн

$$K_{\text{ЕО}} = K_2 \cdot n_2 + K_3 \cdot n_3 \quad (4.10)$$

де  $K_2 = 0,8$  - вартість батарей конденсаторів типу КСО-10,5-25-2У1, тис. грн.;

$n_2$  – кількість конденсаторних батарей;

$K_3 = 1,5$  - вартість роз'єднувачів, тис. грн.;

$n_3$  – кількість роз'єднувачів.

Відповідно до (5.7) для вихідної схеми реконструкції визначаємо капітальні витрати на проведення реконструкції ліній електропередач:

$$K_{\text{ЛЕП}} = 0,5 \cdot 8 \cdot 3,2 \cdot 5,3 + 0,5 \cdot 3,46 \cdot 3,2 \cdot 5,3 = 91,18 \text{ (тис. грн.)}$$

Повернення коштів за рахунок утилізації заміненого обладнання визначаються по формулі (4.9):

$$K'' = 8 \cdot 0,195 \cdot 2,0 + 3,46 \cdot 0,195 \cdot 2,0 = 4,47 \text{ (тис. грн.)}$$

Капітальні витрати на встановлення електрообладнання:

$$K_{\text{ЕО}} = 0,8 \cdot 27 = 21,6 \text{ (тис. грн.)}$$

Капітальні витрати на проведення реконструкції ЕМ:

$$K = 91,18 - 4,47 + 21,6 = 108,31 \text{ (тис. грн.)}$$

Збільшення щорічних експлуатаційних витрат визначаються за наступною формулою:

$$B = B_{\text{ЛЕП}} + B_{\text{ЕО}}, \quad (4.11)$$

де  $V_{\text{ЛЕП}}$  – збільшення щорічних експлуатаційних витрат при реконструкції ЛЕП;

$V_{\text{ЕО}}$  – збільшення щорічних експлуатаційних витрат при встановленні електрообладнання.

$$V_{\text{ЛЕП}} = A_{\text{раЛЕП}} / 100 \cdot (K_{0\text{н}} - K_{0\text{с}}) \cdot L_{\text{вив}}, \quad (4.12)$$

де  $A_{\text{раЛЕП}} = 6,3\%$  - щорічні відрахування від капіталовкладень на ремонт, обслуговування та реновацію ЛЕП, %,

$K_{0\text{н}}$  – капітальні витрати на заміну проводів 1 км лінії новим перерізом (тис.грн.);

$K_{0\text{с}}$  – капітальні витрати на заміну проводів 1 км лінії для наявного перерізу (тис.грн.).

$$V_{\text{ЕО}} = A_{\text{раЕО}} / 100 K_{\text{ЕО}} \quad (4.13)$$

де  $A_{\text{раЕО}} = 10\%$  - щорічні відрахування від капіталовкладень на ремонт, обслуговування та реновацію електрообладнання %.

Для вихідної схеми у відповідності із (4.12) і (4.13):

$$V_{\text{ЛЕП}} = (6.3 / 100) \cdot (8,48 - 6,625) \cdot (8 + 3,46) = 1,34 \text{ (тис. грн);}$$

$$V_{\text{ЕО}} = (10 / 100) \cdot 0,8 \cdot 27 = 2,16 \text{ (тис. грн).}$$

Тоді збільшення щорічних експлуатаційних витрат у відповідності з (4.11):

$$V = 1,34 + 2,16 = 3,5 \text{ (тис. грн).}$$

З урахуванням результатів попередніх розрахунків рентабельність капіталовкладень для першого варіанту реконструкції ЕМ, у відповідності з (4.4):

$$E_a = (0,00012 \cdot 42653,7 \cdot 0,6 \cdot 12 - 3,5) / 108,31 = 0,32 = 32 \%,$$

а термін окупності:

$$T_{\text{ок}} = 1 / 0,32 = 3,1 \text{ року.}$$

Рентабельність та термін окупності капітальних вкладень для інших варіантів розраховуються аналогічно. Результати економічних показників для варіантів реконструкції ЕМ 10 кВ зведено в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Значення рентабельності та терміну окупності варіантів реконструкції електричних мереж 10 кВ Ямпільського району

Варіант	$\Delta W, \text{кВт} \cdot \text{год}$	К, тис. грн.	В, тис. грн.	$E_a, \text{рік}^{-1}$	$T_{\text{ок}}, \text{років}$
Вихідна схема	42653,7	108,31	3,5	0,32	2,3
1	49306,5	82,24	3,2	0,45	2,2
2	43674,7	108,31	3,5	0,37	2,7
3	42182,8	108,31	3,5	0,31	3,2
4	50337,7	82,24	3,2	0,46	2,2

Отже, виходячи з отриманих результатів по розробці заходів з реконструкції розподільних електричних мереж Ямпільського району можна зробити висновок, що четвертий варіант за критерієм максимальної рентабельності є найкращим. У ньому зміна втрат електроенергії в мережі після реконструкції склали  $\Delta W_m = 50337,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}$  на місяць, або  $\Delta W = 483241,92 \text{ кВт} \cdot \text{год}$  на рік.

## РОЗДІЛ 5

### ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

#### 5.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки.

Найбільш важким ймовірним технологічним порушенням у розподільній електричній мережі є руйнування розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ. Руйнування ЗРП-10 кВ без резервування унеможлиблює виробництво передачу електроенергії.

Виникнення аварійних ситуацій у розподільній електричній мережі, які б призводили до утворення вражаючих небезпечних факторів для зовнішнього середовища не можливе.

Технічне обслуговування та ремонт електрообладнання повинні виконувати тільки кваліфіковані фахівці. З метою безпеки перед проведенням технічного обслуговування трансформаторної підстанції необхідно відключити всіх підключених електроспоживачів.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної

системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Отже, для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при експлуатації розподільних електричних мереж сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням ЗРП-10 кВ розподільної мережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при обслуговуванні ЗРП-10 кВ розподільної електричної мережі. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою обладнання РП – 10 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту ЗРП-10 кВ.

## **5.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України**

На основі аналізу літературних джерел [44] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1 при робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.003-74: на оперативно-ремонтний персонал в електричних мережах впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

### **5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж**

#### **5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України**

Проект будівництва ЗРП-10 кВ повинні бути виконанні у відповідності до чинних норм:

- Закон України "Про охорону праці"
- «Правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж»
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 -750 кВ
- НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»
- НПАОП 40.1-1. «Правила експлуатації електрозахисних засобів»
- Правила улаштування електроустановок

Для забезпечення електробезпеки на ЗРП-10 кВ передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;

- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Для забезпечення сприятливих умов праці на електростанції передбачено:

- освітлення робочих проходів;
- опалення приміщень;
- природну та примусову вентиляцію приміщень.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

### 5.3.2 Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ

Відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2014, заземлюючий пристрій електростанції виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою до 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю, до заземлюючих пристроїв яких ставляться більш жорсткі вимоги, ніж до заземлюючих пристроїв електричних мереж понад 1 кВ з ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.92 та 1.7.96 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 4 Ом.

По периметру ЗРП-10 кВ прокласти круг сталевий ( $d=10$  мм), який приєднати зварюванням до загального заземлюючого пристрою електростанції не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою електростанції для захисту від непрямого дотику приєднати всі металеві корпуси електротехнічного обладнання (в т. ч ящики з'єднань, опорні конструкції панелей) та екрани кабельних ліній.

Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку і пристрої заземлення необхідно знати його питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання один до одного частинок, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до  $-10$  ° С питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.



Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення РП 10 проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою[48].

При розрахунку будемо використовувати програмне забезпечення Mathcad.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 3$  м;  $d_B = 0,04$  м; товщина стінки  $\delta = 3,5$  мм; відстань між вертикальними заземлювачами  $a = 3$  м., тобто  $a/l_B = 1$ . Глибина закладання заземлювачів  $H_0 = 0,8$  м.,  $B_C = 40$  мм.

Ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (5.1)$$

$\rho_{\text{табл.}} = 250$  Ом · м – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом · м

$K_c = 1,2$  – коефіцієнт сезонності  $K_{c.v.}$  для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 250 \cdot 1,2 = 300 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 5.1):

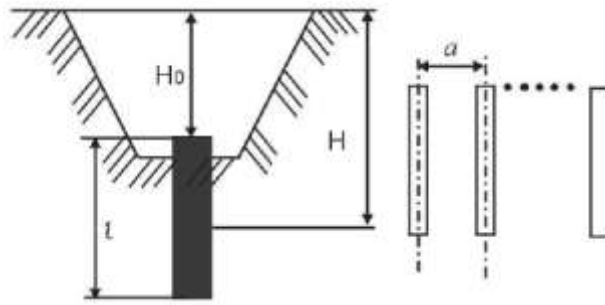


Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (5.2)$$

$$H = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ (м)}$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left( \lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right); \quad (5.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{300}{3} \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,04} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 79,661 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при  $\eta_B = 1$   
де  $\eta_B$  – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{ОР}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} \quad (5.4)$$

$$n_{\text{ОК}} = \frac{79,661}{4 \cdot 1} = 19,91; \text{ приймаємо } n_{\text{ОК}} = 20 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів  $\eta_B$ ,  
заземлювачі розташовані в ряд,  $a/l_B = 2, n = 20$ . Приймаємо  $\eta_B = 0,47$ .

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з  
врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{OP} / n_B; \quad (5.5)$$

$$n_B = 20 / 0,47 = 42,55.$$

Приймаємо  $n_B = 43$  шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при  $n_B = 43$  без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}; \quad (5.6)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{79,661}{43 \cdot 0,47} = 3,92 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1); \quad (5.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 3(43-1) = 132,3 \text{ (м)}.$$

За формулою (5.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}; \quad (5.8)$$

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{300}{132,3} \lg \frac{2 \cdot (132,3)^2}{2,3 \cdot 0,04} = 4,631.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при  $a/l=2$ ,  $n=43$ . Приймаємо  $\eta_\Gamma = 0,22$ .

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням  $\eta_\Gamma$ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma}; \quad (5.9)$$

$$R_{\text{розр.Г}} = \frac{4,631}{0,22} = 21,05 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.Г}}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.Г}}}; \quad (5.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,92 \cdot 21,05}{3,92 + 21,05} = 3,3 \text{ (Ом)};$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

#### 5.4 Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ

Приміщення будівлі ЗРП-10 кВ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані. ЗРП-10 кВ розташовані у будівлі II ступеня вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відноситься будівля із несучими та огорожуючими конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів.

Таблиця 5.2 – Дані по приміщенню

Категорія приміщення	Допустима поверхів Кількість	Ступінь вогнестійкості будівлі
Д	2	II

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

Біля ЗРП-10 кВ встановлюється 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного

матеріалу або повсті 2 м х 2 м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м<sup>3</sup> та укомплектовані совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Як показує досвід, будівельні та інженерно-технічні заходи пожежної безпеки можуть надійно виконувати свої функції протягом періоду експлуатації тільки, якщо були вжиті необхідні заходи для забезпечення якісного проектування, реалізації проекту і при відповідальному експлуатуванні. До таких заходів відносяться:

- Застосування визнаних технічних стандартів, як основу при проектуванні;
- Застосування кваліфікованих професійних проектувальних організацій і кваліфікованих виконавців робіт;
- Виконання робіт спеціалізованими організаціями, які мають достатні професійні знання і досвід, навчений персонал, необхідне обладнання;
- Приймальні випробування і періодичний технічний нагляд атестованим технічним експертом, наприклад, спеціалістом VdS по системам пожежної безпеки;
- Регулярне обслуговування згідно з інструкціями, яке проводиться спеціалізованими організаціями і навченим персоналом з власного підприємства;
- Контроль за проведенням сервісних робіт (обслуговування, перевірка і підтримка функціонального стану) і документування за допомогою журналу перевірок.

**5.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій**

Всі системи електрогенерації є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Електростанції відносяться до важливих підприємств, що використовуються в стратегічній і оборонній сфері. Тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи електростанції.

Дія радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління СЕС. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і загорання трансформаторів.

В результаті опромінення системи в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробою і опір витоку, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на СЕС має вплив електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, зокрема транзисторів та діодів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликаючи коротке замикання. Ці наслідки призводять до пожеж на підприємстві, а в подальшому розвитку і вибухів. Саме тому є необхідність запобігати впливу цього фактору на електричне та електронне обладнання СЕС.

### 5.5.1 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо граничні значення дози опромінення  $D_{\text{грі}}$ , для елементної бази системи, при яких виникають незворотні зміни [ ]. Отримані дані заносимо в таблицю 5.8.

Таблиця 5.8 – Граничні значення експозиційних доз електричної частини СЕС

№	Блоки станції	Елементна база	$D_{\text{грі}}, \text{P}$	$D_{\text{гр}}, \text{P}$
1	Блок живлення	Мікросхема К 1533 КП4	$10^5$	$10^4$
2	Блок керування СВП-4	Транзистори КТ-646	$10^4$	
		Діоди Д220А	$10^4$	
		Конденсатори СП5-30	$10^7$	
		Резистори ПЭВ 100-150 Ом	$10^7$	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМ-100/6	$10^7$	
		Тиристри Т171-320-1.6	$10^5$	
		Дросель РЛМ3216	$10^5$	

Проаналізувавши дані таблиці 5.8 визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою  $D_{\text{грі}} = 10^4 \text{P}$  є транзистори та діоди а також елементи блоку живлення. Блок живлення в разі дії на нього іонізуючих випромінювань можна перенести в підвальне приміщення, що збільшить коефіцієнт ослаблення і відповідно його стійкість. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{осл}}}, \quad (5.1)$$

де  $P_1$  – максимальне значення рівня радіації ( $P_1 = 4,79 \text{P/год}$ );

$t_k$  – час кінця опромінення ( $t_k = 87600$  год (10 років));

$t_n$  – час початку опромінення ( $t_n = 1$  год).

$K_{\text{осл}}$  – коефіцієнт послаблення радіації ( $K_{\text{осл}} = 2$ ).

$$D_m = \frac{2 \cdot 4,79(\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{2} = 1417,7 \text{ (Р)}.$$

Оскільки  $D_{\text{гр}} > D_m$ , то дана система стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (5.2)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 4,79 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,79} = 2378 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази  $D_m = 1417,7 \text{ Р}$ , а допустима –  $10^4 \text{ Р}$ . Отже, електрична частина сонячної електричної станції є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 2378 год., при рівні радіації 4,79 Р/год.

### 5.5.2 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_r = E_v \cdot 10^{-3}, \text{ кВ/м},$$

$$E_r = 10,6 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 10,6 \text{ (В/м)}.$$

Визначаємо горизонтальну та вертикальну напругу наводки [15].

$$U_{r_i} = E_r \cdot l_{r_i}, \text{ В},$$

$$U_{r_i} = 10,6 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 5300 \text{ (В)}.$$

$$U_{v_i} = E_r \cdot l_v, \text{ В},$$

$$U_{v_i} = 10,6 \cdot 0,5 = 5,3 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_d = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N, \quad (5.3)$$

де  $N$  – відсоток допуску.



$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)};$$

$$U_d = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25,2 \text{ (В)};$$

$$U_{\dot{a}} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кожної ділянки:

$$K_{\sigma} = 20 \cdot \lg \frac{U_d}{U_{г(в)}} \geq 40 \text{ [дБ]},$$

Горизонтальної та вертикальної складової напруженостей:

$$K_{\sigma_{г1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5300} = -52,47 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{в1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5,3} = 7,5 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{г2}} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5300} = -46,45 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{в2}} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5,3} = 13,54 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{г3}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5300} = -22,46 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{в3}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5,3} = 37,53 \text{ (дБ)}.$$

Отримані дані заносимо в таблицю 5.9.

Таблиця 5.9 – Значення коефіцієнтів безпеки блоків СЕС

№	Найменування блоків	$K_{\sigma_{г}}$ , дБ	$K_{\sigma_{в}}$ , дБ	Результат дії
1	Блок живлення, 12 В	-52,47	7,5	Нестійкий
2	Блок управління, 24 В	-46,45	13,54	Нестійкий
3	Силові елементи, 380 В	-22,46	37,53	Нестійкі

Границя стійкості блоку живлення  $K_{\sigma_{\min}} = -52,47$  (дБ), блоку управління  $K_{\sigma_{\min}} = -46,45$  (дБ), а силового кола  $K_{\sigma_{\min}} = -22,46$  (дБ). Отже, електрична частина СЕС є нестійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу. Для підвищення стійкості необхідно використати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів.

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для сталі:

$$A = 40 - K_{\sigma_{\min}}. \quad (5.4)$$

Для блоку живлення:

$$A_1 = 40 + 52,47 = 92,47 \text{ (дБ)};$$

для блоку управління:

$$A_2 = 40 + 46,45 = 86,45 \text{ (дБ)};$$

для блоку силових елементів:

$$A_3 = 40 + 22,46 = 62,46 \text{ (дБ)}.$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.5)$$

де  $f$  - найбільш характерна частота, ( $f = 15$  кГц).

Для блоку живлення:

$$t_1 = \frac{92,47}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,14 \text{ (см)};$$

для блоку управління:

$$t_2 = \frac{86,45}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,13 \text{ (см)};$$

для блоку силових елементів:

$$t_3 = \frac{62,46}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,1 \text{ (см)}.$$

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною 0,14 см зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,1 см, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В умовах дії іонізуючого випромінювання електрична частина СЕС залишається стійкою. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Після проведених розрахунків визначено, що робота системи автоматики стійка при заданому рівні радіації 4,25 Р/год. До дії ЕМП система керування виявилась нестійкою.

Застосування екранування блокам управління і автоматики СЕС суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів станція буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 10,6 кВ/м. Ще одним варіантом підвищення стійкості апаратури до дії ЕМІ є зменшення довжини струмопровідних частин шляхом вдосконалення схемокомпоновки та екранування кабелів живлення, елементів управління та автоматики СЕС.

## ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії, стан та загальну характеристику проблеми використання ВДЕ.

Основні результати досліджень є такими:

1. Оскільки збільшення кількості ВДЕ призводить до загострення технічних проблем з організації їх паралельної роботи в енергосистемі – забезпечення стійкості роботи, якості електроенергії, організації диспетчерського керування, у тому числі контролю відокремлення ВДЕ від енергосистеми, синхронізації ВДЕ з енергосистемою, то постає задача розробки єдиного стандарту. Цей стандарт буде регламентувати під'єднання на паралельну роботу ВДЕ в Україні з урахуванням стратегії розвитку електричних мереж та перспектив впровадження технологій концепції Smart Grid у національну електричну мережу. Перехід до єдиного стандарту розширить можливості застосування ВДЕ та можливості споживачів, а також покращить взаємодію всіх суб'єктів енергосистеми в режимі реального часу.

2. Розосередження генерування електроенергії в розподільних електричних мережах змінює перетоки потужності в них, що впливає на параметри режиму, зокрема на втрати електроенергії. Виділити втрати в мережах від відновлюваних джерел електроенергії з сумарних втрат можна, використавши коефіцієнти розподілу втрат у вітках. Останні показують, яку частку в сумарних втратах в  $i$ -й вітці складає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі і від нетрадиційних джерел електроенергії.

3. Результати дослідження впливу ВДЕ на втрати електроенергії в електричних мережах дозволяють стверджувати, що у більшості випадків для ВДЕ їх робота призводить до зменшення втрат.

4. В результаті виконання розрахункового експерименту на прикладі Ямпільської розподільної електричної мережі визначено, що оптимальним є приєднання потужності 1830 кВт до фідера №31 Слобода-Підлісівської

підстанції. Збільшення встановленої потужності призводить до погіршення якості напруги, що суперечить умовам видачі електроенергії.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Відновлювана енергетика XXI століття: X міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 396 с.
2. Відновлювана енергетика XXI століття: XI міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 405 с.
3. R. W. Wies, R. A. Johnson, J. Aspnes. Design of an energy efficient standalone distributed generation system employing renewable energy sources and smart grid technology // Proceedings of IEEE Power & Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-8.
4. Кириленко О. В., Трач І. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7. – ISSN 1727-9895.
5. A. Kim, H. Seo, G. Kim, M. Park, I. Yu, Y. Otsuki, J. Tamura, S. Kim, K. Sim, K. Seong. Operating characteristic analysis of hts smes for frequency stabilization of dispersed power generation system // IEEE Transmitting On Applied Superconductivity. – 2010. – Vol. 20. – № 3. – P. 1334-1338.
6. Sharat Ranjan. Decentralised power generation and distribution // Proceedings of the Himalayan Small Hydropower Summit. – Dehradun, India. – 2006. – P. 147-155.
7. Taro Kondo, Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama. Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices // IEEE Transactions on Power and Energy. – 2006. – Vol. 126. – № 3. – P. 347-358.
8. B. Mahdad, K. Srairi and T. Bouktir. Optimal coordination and penetration of distributed generation with shunt facts using ga/fuzzy rules // Journal of Electrical Engineering & Technology. – 2009. – Vol. 4. – № 1. – P. 1-12.

9. H. Hatta, S. Uemura and H. Kobayashi. Cooperative control of distribution system with customer equipments to reduce reverse power flow from distributed generation // Proceedings of IEEE Power&Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-6.

10. Буцьо З. Ю. Мала гідроенергетика: світовий досвід і перспективи розвитку в Україні / З. Ю. Буцьо, Л. М. Луцюк, О. В. Гаврюк // Електропанорама. – 2011. – №6. – С. 47–51.

11. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011. – С. 48–55. – ISSN 1727-9895.

12. Кириленко А. В. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку. – К.: 2009. – С. 3–10.

13. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.

14. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 (електронний ресурс). Режим доступу: [http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/\\_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal](http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal)

15. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.

16. National Institute of Standards and Technology, Standards Identified for Inclusion in the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0, September. 2009, [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.nist.gov/smartgrid/standards.html>.

17. IEEE standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE 1547, 2003.

18. Survey of Studies and Analysis Tools Used for Assessment of Distributed Generation Integration in Canadian Distribution Systems. Report - CETC 2006-070 (TR). April 2006.

19. Правила приєднання електроустановок до електричних мереж. Постанова НКРЕ №1137 від 14.12.2005.

20. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

21. Лежнюк П. Д. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук, В. О. Хоменко // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. – 2011. – №1. – С. 104–108.

22. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commission 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.

23. Нікіторович О.В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – 40-44.

24. Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama, “Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.

25. Andrew Keane, Mark O'Malley “Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1640-1646, August 2005.

26. N. S. Rau and Y.-H. Wan, Optimum location of resources in distributed planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.



27. Caisheng Wang, M. Hashem Nehrir “An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, November 2004.

28. Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam “ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems”, PowerTech, pp. 555-560, 2007.

29. Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román “Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation”, IEEE Transactions on power systems, vol. 21, no. 2, pp.533-540, May 2006.

30. Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum, “Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization”, IEEE, 2011.

31. Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison “Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.

32. Nikhil K. Ardesna, Badrul H. Chowdhury, “Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation”, IEEE, pp. 1-8, 2010.

33. C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement, International Journal of Power and Energy Systems, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, July 2006.

34. Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh, M. Sadighi “A Particle Swarm Optimization for Sizing and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses”.

35. Liu Zifa, Wu Ziping, Xue Xiaoqiang, Zhang Jianhua “Optimal Configuration for Capacity of Distributed Generation Interconnected to Distribution Network Based on Improved”.

36. Методичні вказівки до виконання розділу "Охорона праці" в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 45 с.

37. Бурикін О.Б. Оптимальне керування взаємовпливом електричних мереж енергосистем з урахуванням змінних параметрів // О.Б. Бурикін, В.О. Лесько, В.В. Видмиш, С.В. Гуцол / Збірник наукових праць ДонНТУ. – 2013 с.56-60.

38. Взаємовплив електричних мереж в процесі оптимального керування їх режимами/Лежнюк ПД, Кулик ВВ, Бурикін ОБ–Монографія.–Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008.–123 с

39. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983

40. Мягченко О. П. Безпека життєдіяльності людини та суспільства : навч. посіб. / О. П. Мягченко. – Київ : Центр учбової літератури, 2010. – 384 с.

41. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

42. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983

43. "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ-1987), шосте видання, Енергоатомвидав, 1987.

44. Бондаренко Є. А. Пожежна безпека : навч. посіб./ Є. А. Бондаренко. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 109 с.

## **ДОДАТКИ**

**ДОДАТОК А**

Міністерство освіти і науки України  
 Вінницький національний технічний університет  
 Факультет електроенергетики та електромеханіки  
 Кафедра електричних станцій та систем

Погоджено

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

д-р техн. наук., проф. Лежнюк П. Д.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

(підпис)

" " 2020 р." " 2020 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ МІСЦЬ ПРИЄДНАННЯ  
 ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ**

08-13.МКР.008.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к. т. н., доцент

Бурикін О.Б.

(підпис)

Магістрант групи ЕСМ-18м з/в

Павлюк М.М.

(підпис)

Вінниця 2020 р.

## **1. Призначення об'єкту і галузь використання**

Електрична мережа 35/10 кВ включає в себе підстанцію „Слобода-Підлісівська” призначену для розподілу потужності у розподільній мережі. До підстанції приєднано фідери №31 та №35.

## **2. Склад об'єкту**

До складу електричної мережі 35/10 кВ входить сонячна електрична станція «Цекинівська СЕС№1» потужністю 1430 кВт, «Цекинівська СЕС№2» потужністю 1430 кВт та «Цекинівська СЕС№3» потужністю 250 кВт.

## **3. Умови експлуатації**

Експлуатація електричної мережі 35/10 кВ здійснюється в складі електричної системи 110/35/10 кВ, яка підпорядкована ВАТ „АК Вінницяобленерго”. Район з ожеледі приймається – 3 - й. Час втрат  $\tau = 4000$  год/рік. Фідери Ф-31, Ф-35 на підстанції „Слобода Підлісівська” працюють без компенсації реактивної потужності.

## **4. Технічне завдання**

Для схеми електричної мережі (рисунок А1, таблиці А1 і А2) задані умови функціонування та графіки навантаження для типової літньої доби. Для заданих ВДЕ необхідно вибрати умови оптимального приєднання до існуючої мережі.

## **5. Елементна база**

Для схеми розвитку можна використовувати повітряні лінії та сучасне обладнання і апарати для нових підстанцій. Схеми ВРУ для проєктованих підстанцій комплектуються вимикачами.

## **6. Конструктивне виконання**

Для схем нових підстанцій рекомендовано використовувати схеми „Місток” з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і в перемичці.

## **7. Показники технологічності**

Розвиток схеми електричної мережі потрібно здійснювати з врахуванням технологічних умов керування режимами і селективного спрацювання

релейного захисту. Для застосування засобів по зменшенню втрат активної потужності використані норми втрат, що діють у ВАТ „АК Вінницяобленерго”.

### **8. Технічне обслуговування і ремонт**

Технічне обслуговування і ремонт існуючої електричної мережі 110/35 кВ і нових об'єктів проводиться відповідними службами ВАТ „АК Вінницяобленерго”, а саме Ямпільськими РЕМ.

### **9. Живлення об'єкту**

Живлення схеми розвитку забезпечується від системної підстанції 110 кВ.

### **10. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстративні матеріали, дослідні зразки (за наявності), анотації до МКР українською та іноземною мовами.

### **11. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

### **12. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

**13. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом (за необхідності)**

Відсутні.

**Додаток Б****Графічний матеріал до захисту магістерської кваліфікаційної роботи**

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_

(назва кафедри)

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Науковий керівник

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Рецензент

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Магістрант

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(група, П.І.П.)

Науковий консультант

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)