

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломної роботи

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Підвищення точності визначення місця пошкодження в
повітряних лініях ПС 35/10 кВ**

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕм-61
спеціальності (напряму підготовки) 141
**електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка**

(шифр і назва спеціальності (напряму підготовки))

Бабанін С.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Зінь М.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент
(підпис) (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра Електричної інженерії

Освітній ступінь магістр

(шифр і назва)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри електричної інженерії

д.т.н., проф. Тарасенко М.Г.

“2” вересня 2019 року

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Бабаніну Сергію Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення точності визначення місця пошкодження в повітряних лініях ПС 35/10 кВ.

Керівник роботи Зінь Мирослав Михайлович, к.т.н., доцент

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

Затверджені наказом по університету від «23» серпня 2019 року № 4/7-731

2. Термін подання студентом роботи 20 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до роботи схема електрична однолінійна з'єднань підстанції 35/10 кВ план-схема електричної мережі 10 кВ в зоні ПС 35/10 кВ, розрахункові схеми ЛЕП 10 кВ

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітична частина

2. Науково-дослідна частина

3. Технологічна частина

4. Проектно-конструкторська частина

5. Спеціальна частина

6. Обґрунтування економічної ефективності

7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

8. Екологія

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. План-схема електричної мережі 10 кВ в зоні ПС 35/10 кВ

2. Схема електрична однолінійна з'єднань підстанції 35/10 кВ

3. Розрахункові схеми повітряних ліній 10 кВ

4. Алгоритм пошуку пошкодженої ділянки за методом послідовного ділення мережі при визначенні місця пошкодження

5. Вимірювально-інформаційна система керування процесом визначення місця пошкодження

6. Дослідження економічного та технічного ефекту від запропонованих проектних рішень

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Обґрунтування економічної ефективності	Мельник Л.М. к.е.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Стручок В. С. ст. викл.		
Екологія	Зварич Н. М. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання 2 вересня 2019 року**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	02.09.19-08.09.19	
2	Аналітична частина	09.09.19-29.09.19	
3	Науково-дослідна частина	30.09.19-20.10.19	
4	Технологічна частина	21.10.19-10.11.19	
5	Проектно-конструкторська частина	11.11.19-01.12.19	
6	Спеціальна частина	02.11.19-15.12.19	
7	Обґрунтування економічної ефективності	25.11.19-15.12.19	
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.11.19-15.12.19	
9	Екологія	25.11.19-15.12.19	
10	Висновки	09.12.19-15.12.19	
11	Оформлення пояснювальної записки	21.10.19-15.12.19	
12	Оформлення графічної частини	21.10.19-20.12.19	

Студент

(підпис)

Бабанін С.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Зінь М.М.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бабанін С.В. Підвищення точності визначення місця пошкодження в повітряних лініях ПС 35/10 кВ. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Дипломна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕм-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор. - 108; рис. - 12; табл. -15; плакатів - 8; джерел – 18

У дипломній роботі проведено модернізацію для підвищення точності визначення місця пошкодження в повітряних лініях напругою 10 кВ та зниження втрат електричної енергії в електричних мережах у зоні трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

Проведено аналіз електричних навантажень і заходів щодо зниження втрат електроенергії у зоні трансформаторної підстанції 35/10 кВ, та методів визначення місця пошкодження у розподільчих мережах напругою 10 кВ. Проведено розрахунок існуючого і прогнозованого навантаження ПЛ 10 кВ, та вибір проводів живлення і розрахунок втрат напруги. Також вибрано кількість, тип і потужність силових трансформаторів підстанції та проведено компенсацію реактивної потужності в лініях 10 кВ.

Складено алгоритм визначення оптимального числа послідовності перевірок за методом послідовного ділення мережі при визначенні місця пошкодження для ПЛ 10 кВ підстанції. Також, проведено дослідження вимірювально-інформаційної системи керування процесом визначення місця пошкодження на основі сумісного використання дистанційного методу та методу послідовного ділення мережі.

Ключові слова: ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, МІСЦЕ ПОШКОДЖЕННЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

ANNOTATION

Babanin S. Improving the accuracy of determining damage location in 35/10 kV overhead lines. Graduate work. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Department of Electrical Engineering, group EEM-61. - Ternopil.: TNTU, 2019.

P. - 108; Fig. - 12; tabl. - 15; posters - 8; sources – 18.

In diploma work modernisation is conducted for the increase of exactness of location of damage in air-tracks by tension of 10 kV and decline of losses of electric energy in electric networks in the zone of transformer substation of 35/10 kV.

The analysis of the electric loading and events is conducted in relation to the decline of losses of electric power in the zone of transformer substation of 35/10 kV, and methods of location of damage in distributive networks tension of 10 kV. Conduct the calculation of the existent and forecast loading of overhead power line 10 kV, and choice of send-offs of feed and calculation of losses of tension. An amount, type and power of power transformers of substation, is also chosen and indemnification of reactive-power is conducted in the lines of 10 kV.

The algorithm of determination of optimal number of sequence of verifications is made after the method of successive division of network at the location of damage for overhead power line of 10 kV substation. Also, a study of instrumentation-informative control system by the process of location of damage is undertaken on the basis of the compatible use of the controlled from distance method and method of successive division of network.

Keywords: OVERHEAD POWER LINE, SITE of DAMAGE, LOSS of ELECTRIC POWER.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	10
1.1 Характеристика зони електропостачання	10
1.2 Характеристика існуючої схеми живлення підстанції	10
1.3 Аналіз заходів щодо зниження втрат електроенергії у зоні трансформаторної підстанції	12
1.4 Характеристика пошкоджень у повітряних лініях електропередачі напругою 10 кВ	13
1.5 Порівняльна характеристика методів визначення місця пошкодження у розподільчих мережах напругою 10 кВ	17
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	22
2.1 Алгоритм визначення місця пошкодження за дистанційним методом	22
2.2 Алгоритм визначення оптимального числа послідовності перевірок за методом послідовного ділення мережі при визначенні місця пошкодження	27
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	35
3.1 Розрахунок електричних навантажень ПС 35/10 кВ	35
3.1.1 Розрахунок навантаження трансформаторної підстанції	36
3.1.2 Розрахунок навантаження на ПС 35/10 кВ прогнозованого.	46
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	56
4.1 Вибір проводів ЛЕП 10 кВ та розрахунок втрат напруги	56
4.1.1 Вибір проводів ЛЕП 10 кВ	56
4.1.2 Розрахунок втрат напруги	59
4.2 Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах	63
4.2.1 Втрати електроенергії в лініях	63
4.2.2 Втрати потужності в силових трансформаторах	66
4.3 Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації реактивної потужності	73

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	76
5.1 Структурна схема керування процесом визначення місця пошкодження	76
5.2 Побудова функціональної схеми основного блоку пристрою визначення пошкодження	80
5.3 Структурна схема вимірювально-обчислювальної системи	84
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	86
6.1 Розрахунок вартості річних втрат електроенергії в лініях 10 кВ	86
6.2 Розрахунок очікуваного економічного ефекту при використанні дистанційного вимірювача	90
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	94
7.1 Захист персоналу ПС 35/10 кВ від впливу електричних і електромагнітних полів	94
7.2 Екрануючі пристрої	96
7.3 Стійкість роботи ПС 35/10 кВ в надзвичайних ситуаціях	98
8 ЕКОЛОГІЯ	101
8.1 Вплив на довкілля у процесі експлуатації силового обладнання підстанції 35/10 кВ	101
8.2 Заходи по зменшенні шкідливого впливу силового обладнання підстанції	102
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	105
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	107
ДОДАТКИ	
Додаток А	

ВСТУП

Актуальність теми.

Розподіл електроенергії від підстанції у сільських системах електропостачання зазвичай здійснюється повітряними лініями електропередачі (ПЛ) напругою 10 кВ.

ПЛ завжди суттєво відрізнялись більш низькою надійністю в порівнянні із кабельними міськими і промисловими мережами, де час незабезпеченості електроенергією одного споживача на порядок нижче. Кількість пошкоджень в процесі експлуатації ПЛ 10 кВ є достатньо стійкою характеристикою (60-70%). Це призводить до того, що надійність електропостачання повітряними лініями споживчих трансформаторних підстанцій та, відповідно, приєднаних споживачів часто не відповідає вимогам.

Складність визначення місця пошкодження в ПЛ у сільських системах електропостачання зумовлена тим, що вони сильно розподілені в просторі, можуть мати значну кількість розгалужень, мають конструктивну неоднорідність – окремі ділянки виконані провідниками різної марки та перетину, та використовуються різні режими роботи нейтралі. Існуючі методи пошуку пошкодження не завжди враховують ці особливості. У більшості розроблених і впроваджених дистанційних методів для обчислення відстані до місця пошкодження на практиці виділяють зону в 1000 м, у якій з високою вірогідністю може знаходитись місце пошкодження. Для прикладу, якщо середня довжина фідерів 10-35 кВ становить 15 км, то точність дистанційного методу по відношенню до довжини лінії складає 6,7 %. А метод послідовного ділення мережі не чутливий до к. з. в кінці мережі і однофазного замикання на землю (ОЗЗ) через перехідний опір, що більший 100 Ом. Вплив усіх цих факторів значно ускладнює процедуру пошуку місць пошкоджень, збільшується час на проведення операцій та обслуговування, і відповідно зростають витрати на визначення місця пошкодження.

Отже, актуальним є підвищення точності визначення місця пошкодження у ПЛ 10 кВ з врахування їх особливостей, спрощення процедури пошуку місць пошкоджень, зменшення часу на проведення операцій та витрат.

Мета і завдання дослідження.

Метою дипломної роботи є підвищення точності визначення місця пошкодження в повітряних лініях 10 кВ та зниження втрат електричної енергії в електричних мережах у зоні трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

Завдання дослідження:

- провести аналіз електричних навантажень і заходів щодо зниження втрат електроенергії у зоні трансформаторної підстанції 35/10 кВ, та методів визначення місця пошкодження у розподільчих мережах напругою 10 кВ;
- провести розрахунок існуючого і прогнозованого навантаження ПЛ 10 кВ, та вибір проводів живлення і розрахунок втрат напруги; вибір силових трансформаторів підстанції;
- провести компенсацію реактивної потужності в лініях 10 кВ підстанції;
- скласти алгоритм визначення оптимального числа послідовності перевірок за методом послідовного ділення мережі при визначенні місця пошкодження для ПЛ 10 кВ підстанції;
- провести дослідження вимірально-інформаційної системи керування процесом визначення місця пошкодження на основі сумісного використання дистанційного методу та методу послідовного ділення мережі;

Об'єкт дослідження – повітряні лінії напругою 10 кВ підстанції 35/10 кВ.

Предмет дослідження – методи визначення місця пошкодження та заходи зниження втрат електричної енергії в повітряних лініях 10 кВ.

Наукова новизна отриманих результатів: складений у роботі алгоритм визначення оптимального числа послідовності перевірок за методом послідовного ділення мережі при визначенні місця пошкодження в повітряних ліній 10 кВ підстанції 35/10 кВ, дозволить підвищити точність результату операцій та зменшити час відключення споживачів від джерела живлення.

Практичне значення отриманих результатів виявляється у можливості підвищити точність визначення місця та скоротити час пошуку пошкодження в повітряних лініях 10 кВ, шляхом обладнання шин підстанції 35/10 кВ дистанційним вимірювачем і використання програми розрахунку відстані до місця пошкодження.

Апробація.

Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на VIII-й Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (27-28 листопада 2019 року), Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 8-и розділів, висновків, переліку посилань (18 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 108 сторінок, 15 таблиць, 12 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Характеристика зони електропостачання

Район електропостачання споживачів ПС 35/10 кВ „Гагарінська” розташований на окраїні м. Києва та частково Київському районі. Підстанція розташована за 4 км від межі м. Києва на території ТзОВ «Інбудсервіс».

Підстанція живить споживачів у наступних мікрорайонах: Ліски, Княжичі, Буківня, Дарницький вагоноремонтний завод (ДВРЗ), Водопарк та ТзОВ «Інбудсервіс». Район живлення має велику розгалужену електромережу: від підстанції відходять шість ліній загальною довжиною 48,3 км. Вони виконані проводами марки АС і А перерізом 25-50 мм². Повітряні лінії 10 кВ відходять на залізобетонних опорах, і живлять 29 споживчих трансформаторних ПС, серед яких кілька споживачів великої потужності I та II категорії. Розподільча система ліній 10 кВ зарезервована від сусідніх підстанцій.

Підстанція живиться двома ПЛ-35 кВ. Район електропостачання знаходиться в другому кліматичному районі по вітру і по ожеледі, що відповідає товщині стінки ожеледі $b = 10$ мм і швидкісному напору вітру $q = 40$ Н/м², (25 м/с). Район лежить в зоні інтенсивної грозової діяльності і становить 60-80 год/рік. Ґрунти – чорнозем, опір ґрунту 200 Ом·м. Район знаходиться на рівнинній місцевості.

1.2 Характеристика існуючої схеми живлення підстанції

На підстанції ПС 35/10 кВ “Гагарінська” встановлені два силові трансформатори Т1 і Т2 - ТМН- 2500/35/10. На стороні 35 кВ трансформатор Т1 заживлений від ПЛ-1 35 кВ, Т2 - від ПЛ-2 35 кВ. Живлення 1 секції 10 кВ здійснюється від трансформатора Т1, живлення 2 секції 10 кВ – від

трансформатора Т2. Паралельна робота трансформаторів Т1 і Т2 на напрузі

10 кВ, допускається короткочасно (не більше 10 хвилин) при здійсненні перемикачів з переведення навантаження з одного трансформатора на інший.

Регулювання напруги на шинах 10 кВ ПС здійснюється за допомогою пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) трансформаторів Т1, Т2 автоматично або дистанційно.

На стороні 10 кВ встановлені вакуумні вимикачі: ВВ/TEL – 10.

Роз'єднувачі використовуються для зняття напруги з кола при відключеному навантаженні. Для запобігання аварій між силовими вимикачами і роз'єднувачами кола передбачається механічне і електромагнітне блокування, що не дозволяє відключення роз'єднувача при включеному вимикачі.

На стороні 35 кВ встановлені роз'єднувачі: РЛНДЗ-35/600 з приводом ПРН – 110М.

При електромагнітних процесах, пов'язаних з різкою зміною режиму роботи електричної мережі усередині електроустановок, або блискавок, виникають перенапруги.

Для захисту від перенапруг на стороні 35 кВ застосовані розрядники РВС - 35; та на стороні 10 кВ: РВО – 10 та ОПН-КС/TEL-10.

Для здійснення вимірювання струмів і напруг в електроустановках високої напруги використовують трансформатори струму і трансформатори напруги (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1 – Трансформатори струму і трансформатори напруги , що встановлені на ПС 35/10 кВ

U, кВ	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
35	ТФЗМ- 35 (200/5)	НАМИ- 35
10	ТПЛ- 10	НАМИ-10 У1

З метою обмеження струмів *KЗ* забезпечується роздільна робота секцій шин. У схемі підстанції 35/10 кВ передбачений секційний вимикач з пристроєм автоматичного включення резерву (АВР). Для живлення власних потреб - два трансформатори ТМ- 40/10/0,4, які під'єднані до секцій 10 кВ.

Розподіл електричної енергії від підстанції здійснюється повітряними ЛЕП 10 кВ.

1.3 Аналіз заходів щодо зниження втрат електроенергії у зоні трансформаторної підстанції

В умовах дефіциту і підвищення вартості енергоресурсів, зростання обсягів виробництва і розширення міст усе більш актуальною постає проблема енергозбереження і зокрема, економії електричної енергії. Тому проаналізуємо можливі заходи, що направлені на зниження втрат електроенергії для підстанції 35/10 кВ «Гагарінська»:

- *використання конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності.* Більшість електричних установок разом з активною потужністю споживають і реактивну потужність, яка витрачається на створення електромагнітних полів і є лишньою для споживача. Наявність реактивної потужності понижає якість електроенергії, призводить до збільшення плати за електричну енергію, додаткові втрати і перегрівання проводів, перевантаження підстанцій, виникає необхідність завищувати потужність трансформаторів і переріз кабелів, провалів напруги в електромережі. Для зниження реактивної потужності найчастіше застосовують конденсаторні установки.

- *заміна проводів у ПЛ електропередачі для зменшення втрат електроенергії.* При будівництві повітряних ліній електропередач (ЛЕП) використовуються мідні, алюмінієві, сталюалюмінієві, ізолювані та неізолювані (голі) дроти. Неізолювані дроти представлені марками А та АС, а ізолювані – маркою СП.

1.4 Характеристика пошкоджень у повітряних лініях електропередачі напругою 10 кВ

Сільські системи електропостачання завжди характеризувалися більш низькою надійністю, порівнюючи із мережами іншого призначення. Це призводить до того, що надійність електроживлення приєднаних споживачів часто не відповідає вимогам. Через збільшення потужності приєднаних споживачів, в тому числі і тих, що відносять до першої категорії за надійністю, ця проблема є актуальною.

В сільських системах електропостачання через виникнення пошкоджень середня незабезпеченість електроенергією одного споживача складає 80-100 год в рік, при цьому 20...30% незабезпеченості зумовлені пошкодженнями в мережі живлення 35-110 кВ, 60...70% – пошкодженнями в РМ 10 кВ і 10-15% – в РМ 0,4 кВ. У міських і промислових мережах час незабезпеченості електроенергією одного споживача на порядок нижче, бо вони в основному виконуються кабельними, однак і в цих системах 70-85% відключень зумовлені пошкодженнями в РМ [2].

В елементах системи електропостачання виникають як стійкі, так і нестійкі пошкодження ізоляції та струмоведучих частин. Нестійкі ушкодження можуть самоусуватися, залишатися нестійкими або переходити при певних умовах в стійкі.

У повітряних лініях до нестійких пошкоджень ізоляції можуть призводити накиди сторонніх предметів на проводи, перекриття гірлянди підвісних ізоляторів, короткочасний доторк фазних проводів при їх вібрації, наближення до проводів гілок дерев та кущів. Кількість нестійких ушкоджень значно перебільшує кількість стійких.

В більшості повітряних мереж використовують автоматичне повторне включення (АПВ) [11]. При успішному АПВ лінія залишається в роботі. Якщо за час до відключення ПЛ вдається виконати визначення місця пошкодження, то, своєчасно усунувши дефект, можна попередити стійкі пошкодження. Таким

чином, поєднання АПВ та визначення місця пошкодження є важливою профілактичною операцією, що підвищує надійність електропостачання [2].

За видами пошкодження в повітряних лініях розділяють к.з. в мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю трансформаторів, а також замикання на землю та обриви.

Основні пошкодження – к. з. – поділяють на однофазні та міжфазні (двох- і трьохфазні, як з "землею" так і без). Для мереж з ізольованою або компенсованою нейтраллю трансформаторів дуже небезпечним є також подвійне замикання на землю, тобто замикання двох фаз на землю в різних точках електрично зв'язаної мережі [15].

На відносну кількість одних чи інших видів ушкоджень та характер їх протікання впливає робоча напруга, режим заземлення нейтралі мережі, час відключення пошкодження та деякі інші фактори.

Для визначення місця пошкодження суттєве значення має розподіл ушкоджень за причинами виникнення. Короткі замикання виникають в результаті пробою чи перекриття ізоляції електричного обладнання, накидів, помилкових дій персоналу та з інших причин.

За даними, що отримані багатьма дослідниками [2], повітряні лінії ушкоджуються поблизу опор значно частіше, ніж в проміжній частині прольоту між ними. Це є важливим при оцінюванні очікуваних значень перехідних опорів в місці КЗ. Біля опор опір на землю є значно нижчий.

Найбільш часто в системах електропостачання виникають однофазні замикання на землю (80-90% від усіх КЗ). Даний вид пошкодження є характерним для мереж 6-35 кВ, які працюють з ізольованими нейтралями чи заземленими через компенсуючі пристрої, тому вони є найбільш важливими при розробці методів та засобів визначення місця пошкодження. Струм при таких замиканнях на землю однієї фази незначний, а міжфазні напруги залишаються незмінними. В цьому випадку ушкоджена лінія автоматично не відмикається, але працює сигналізація замикання на землю. Але, при визначенні місця даного виду пошкодження - відключення ліній є неминучим.

Значні струми пошкодження в РМ мають місце при міжфазних к. з. (трифазні, двохфазні), а також при подвійних замиканнях на землю. В сучасних системах електропостачання струми несиметричних коротких замикань часто перевищують струми трифазного к. з. Лінії з такими видами замикань завжди відключаються релейним захистом [2].

Аналіз досвіду експлуатації електричних мереж високої напруги показує, що їх надійність нижча, ніж у мереж інших класів напруги. Пошкодження в даних електромережах становлять значну частину збитків, які пов'язані з перервами в електропостачанні споживачів. Кількість технологічних порушень з пошкодженням повітряних ліній високовольтних мереж наведена у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Кількість технологічних порушень з пошкодженням ЛЕП високовольтних мереж [2]

Клас	Роки	Всього відключень	Відключення без пошкоджень ЛЕП в т.ч. відключень з успішні АПВ і РПВ	Кількість технологічних порушень з пошкодженням				
				елементи повітряних ліній				
				опор	проводу	ізоляції	арматури кріплення	інше
ПЛ 10 кВ	2017	7702	4863	166	542	702	151	370
	2018	6529	3969	122	414	552	130	154

Забезпечення безперервного електропостачання споживачів дуже важливо, оскільки економічний та соціальний збиток від порушення електропостачання в десятки разів перевищує втрати від пошкодженого устаткування. У таблиці 1.3 подано класифікацію основних причин пошкоджень високовольтних мереж [2].

Таблиця 1.3 – Класифікація основних причин пошкоджень високовольтних мереж

Розподіл ЛЕП за класом	Роки	Класифікація основних причин технологічних порушень																Питома кількість Відключень та Пошкоджень на 100 км. ЛЕП 10 кВ	
		з вини персоналу			стихійні явища				інші										
		недоліки техобслуговування та ремонту	помилкові дії персоналу	хибна дія РЗА	грозові перенапруги	сильний вітер	ожеледь	інші	забруднення ізоляції	падіння дерев	дефект монтажу	дії сторонніх осіб (організації)	ненормальний режим роботи ЛЕП	через пошкодження на суміжних ділянках ПЛ	пошкодження обладнання ПС	нез'ясовані причини	інші	відключень	пошкоджень
ПЛ 10 кВ	2017	28	4	60	850	874	264	270	96	313	36	77	13	24	262	1346	200	48,9	18,3
	2018	16	1	44	720	792	195	210	105	240	17	70	6	25	214	1263	255	41,6	16,6
		Сума: 4717																	

1.5 Порівняльна характеристика методів визначення місця пошкодження у розподільчих мережах напругою 10 кВ

Можна виділити дві основні групи методів визначення місця ушкодження, які доповнюють один одного по вимогах швидкості й точності ВМП. Перша група – топографічні методи, які задовольняють вимозі точності ВМП, але забирають значний час, друга група – дистанційні методи, що задовольняють вимозі швидкості, але менш точні в порівнянні з топографічними [3].

Топографічні методи визначення місця пошкодження опираються на визначення топографічної точки місця ушкодження на лінії за допомогою спеціальних пристроїв. Для реалізації визначення місця ушкодження топографічними методами необхідно при кожному ушкодженні лінії робити її обхід по трасі лінії. Це вимагає значного часу, і є істотним недоліком цієї групи методів визначення місця пошкодження.

Дистанційні методи визначення місця пошкодження засновані на вимірі відстані до місця пошкодження від кінця або кінців ушкодженої лінії. Їх поділяють на імпульсні й методи визначення місця пошкодження за параметрами аварійного режиму.

Імпульсні методи вимірюють часові інтервали поширення електромагнітних хвиль по лініях. Для їхньої реалізації розроблені автоматичні й неавтоматичні вимірники [3]. Автоматичні локаційні шукачі пошкоджень забезпечують визначення місця пробою ізоляції й обриву в будь-яких випадках. Неавтоматичні шукачі придатні лише при пошкодженні ізоляції з перехідним опором менш 1-2 кому або обриву проводів. Недоліком імпульсних методів визначення місця пошкодження є зменшення їхньої ефективності при порушенні однорідності повітряної лінії за рахунок появи додаткових відбиттів імпульсів.

Методи ВМП по параметрах аварійного режиму засновані на вимірах параметрів аварійного режиму й залежно від установки вимірювальних пристроїв по кінцях ушкодженої лінії підрозділяються на одне- і двосторонні [3]. Двосторонні методи визначення місця ушкодження по параметрах аварійного режиму, базуються на теорії багатополосників, і припускають наявність із двох

кінців лінії повної й синхронізованої інформації. Для цього необхідна установка спеціальних фіксуючих приладів з обох кінців ушкодженої лінії, відповідні засоби або методи синхронізації, і наявність каналів зв'язку.

Двосторонні методи ВМП по ПАР є найбільш точними [3]. Однак вони мають деякі істотні недоліки: технічна реалізація, яка вимагає значних капітальних вкладень; надійність, яка залежить від налагодженої роботи фіксуючих приладів із двох кінців лінії; засобів синхронізації показів приладів і каналів зв'язку. Однобічне визначення місця ушкодження по параметрах аварійного режиму засноване на розв'язанні рівняння петлі короткого замикання або використанні моделі лінії і необхідна наявність параметрів аварійного режиму з одного кінця ушкодженої лінії. Для реалізації однобічного визначення місця ушкодження по параметрах аварійного режиму досить наявності одного фіксуючого приладу на одному з кінців лінії. Недоліком однобічного визначення місця ушкодження за ПАР є похибка одержання результатів через наявність методичних похибок, обумовлених невідомою інформацією. Це може бути перехідний опір у місці ушкодження й система із протилежного виміру кінця лінії. Для визначення місця пошкодження по параметрах аварійного режиму розроблені наступні пристрої [3]: – фіксуючі прилади найбільше поширення яких одержали прилади типу ФІП, ФІП-1, ФІП2, ЛИФП, ФПТ, ФПН і ФИС; – цифрові програмно — апаратні комплекси на базі ЕОМ: «ЦПРС», «Рекон 06БС», «Регіна», «Нева», «Парма РП 4.06», «Парма РП 4.08», «Oscillostore P 531», «Oscillostore E 410» фірми Siemens; – прийомний модуль релейного захисту й автоматики (ПМ РЗА) "Діамант". Найбільше поширення одержали фіксуючі прилади типу ФІП і ФИС. Наприклад, загальна кількість фіксуючих приладів типу ФІП, призначених для двостороннього визначення місця ушкодження, становить 70% від всіх встановлених в енергетичній системі, фіксуючих приладів для однобічного ВМП типу ФИС – 3,3%.

Починають тільки впроваджуватися нові пристрої, які виконані на базі ЕОМ, та їхня кількість в енергетичній системі обмежена наразі.

Як показала експлуатаційна практика, відносно лінійне відхилення розрахункових відстаней до місць пошкоджень із використанням фіксуючих

приладів становить величину, рівну 5,4%. При цьому двостороннє й однобічне ВМП використовується спільно, а в ряді випадків однобічне ВМП є основним [3].

Технічні засоби для визначення місця ушкодження широко використовуються при експлуатації повітряних ліній всіх класів напруг. Залежно від класу напруги засоби ВМП можна розділити на два види:

- засоби ВМП у електромережах з більшими струмами замикання на землю (110 – 220 кВ);
- засоби ВМП у електромережах з малими струмами замикання на землю (6...35 кВ).

Лінії електромереж з великими струмами замикання на землю характеризуються досить належною довжиною. У таких електромережах використовуються, зазвичай, двосторонні методи, що базуються на фіксації струмів і напруг по кінцях повітряної лінії. Для вимірювання й запам'ятовування струмів і напруг використовуються напівпровідникові й мікропроцесорні фіксуючі прилади. Якщо порівнювати із напівпровідниковими фіксуючими приладами, мікропроцесорні дозволяють реалізувати складні алгоритми ВМП, більше пристосовані до перепрограмування при зміні параметрів мережі та більш точні. Досвід експлуатації мікропроцесорних приладів ВМП показав, що погрішність визначення відстані до місця пошкодження не перевищує 5 % [3].

Різноманіття видів та характеру пошкоджень, а також неоднорідність структури та параметрів розподільних електричних мереж не дозволяють отримати універсальний метод ВМП. Однак, виходячи із загальних вимог до будь-яких методів ВМП (швидкість та точність), виділяють єдину структуру всієї сукупності методів ВМП для усіх типів ліній та при будь-якому характері пошкоджень [5].

В наш час в повітряних РМ використовують методи ВМП, що за алгоритмом функціонування можна розділити на дистанційні (ДМ), топографічні (ТМ) та методи послідовного ділення мережі (МПДМ) [2].

Структурна схема класифікації методів ВМП в системах електропостачання 6-35 кВ наведена на рис. 1.1.

Аналіз існуючих методів ВМП показав, що при між фазному к. з. визначення пошкодженої лінії виконується автоматично при спрацюванні релейного захисту. Виділення пошкодженого елемента може бути автоматичним (дистанційні методи) або автоматизованим (топографічні методи, методи послідовного ділення мережі) [2].

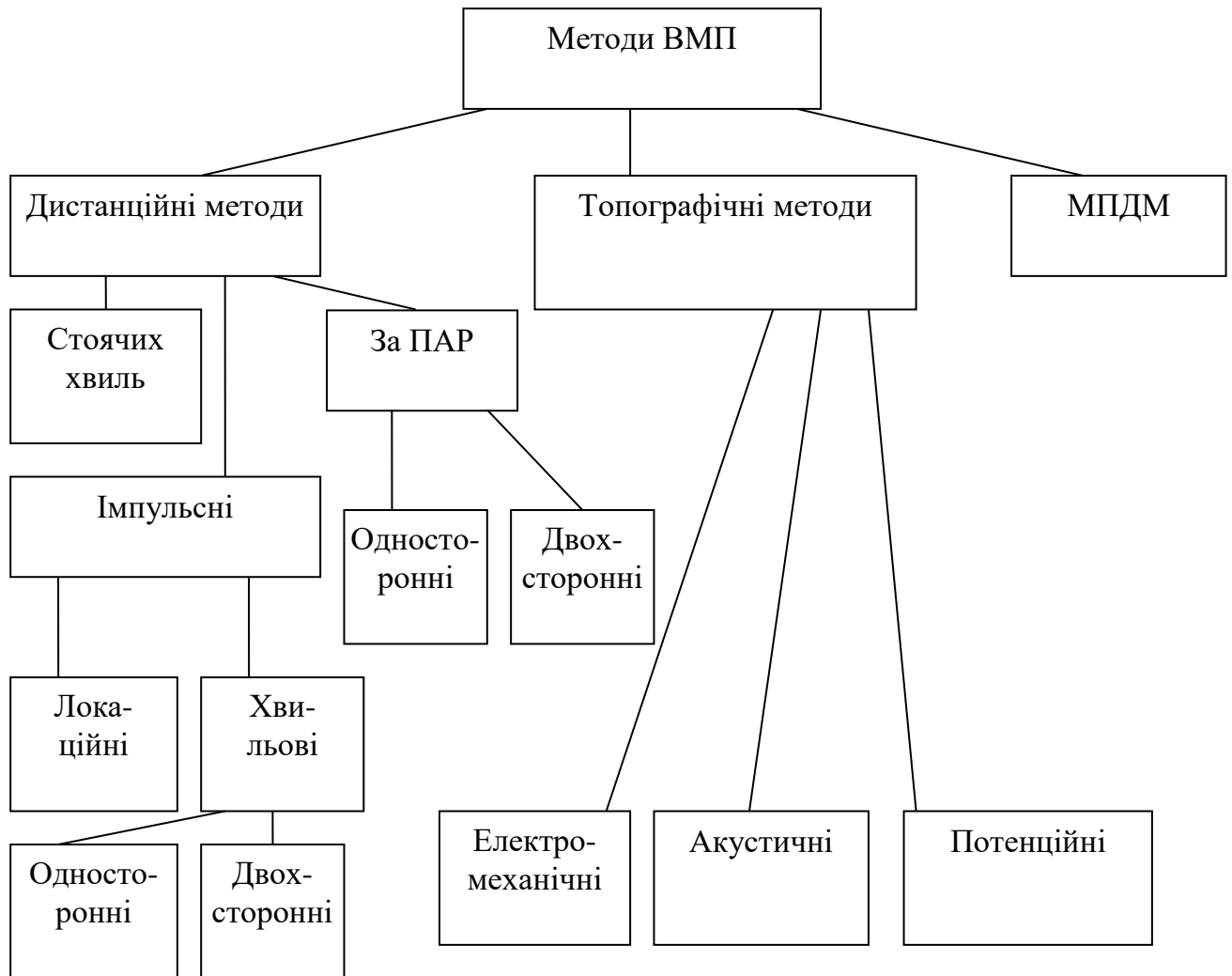


Рисунок 1.1 – Класифікація методів визначення місць ушкоджень у системах електропостачання напругою 10-35 кВ

В системі ВМП існує необхідність використання для повітряних ліній не менше двох методів. Кожне пошкодження необхідно визначати спочатку дистанційно (знайти зону чи ділянку мережі, яку можна виділити комутаційною апаратурою), а потім топографічно (знайти місце пошкодження). Виключення складають лише дуже короткі лінії [4].

Як об'єкт діагностування ЛЕП 10-35 кВ є складною системою. В таких системах існує значна конструктивна, структурна, режимна неоднорідність та інформаційна невизначеність [2]. Вплив неоднорідності дуже ускладнює процедуру пошуку місць ушкоджень, що збільшує час на проведення операцій з ВМП. Таким чином методи та засоби ВМП повинні врахувати різні види неоднорідності мережі.

Отже, топографічне ВМП найбільш точне, але вимагає значного часу. Імпульсне ВМП малоефективне на неоднорідних лініях електропостачання за рахунок появи додаткових відбиттів імпульсів. Двостороннє ВМП за параметрами аварійного режиму, хоч і забезпечує високу точність, але вимагає значних капітальних вкладень і характеризується невисокою надійністю. Однобічному ВМП за ПАР властива методична похибка за рахунок присутності невідомої інформації, до якої відноситься перехідний опір у місці ушкодження й системи із протилежного кінця ушкодженої повітряної лінії.

На сьогоднішній день визначення місця пошкодження саме у повітряних лініях електропостачання має високу похибку. Перехід від аналогових пристроїв до цифрових, що виконані на базі ЕОМ, дає можливість встановлення та застосування даних засобів на підстанціях реалізацію найбільш дешевих і надійних методів і засобів однобічного ВМП за параметрами аварійного режиму шляхом зменшення впливу невідомої інформації на точність одержуваних результатів.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Алгоритм визначення місця пошкодження за дистанційним методом

Точність усіх відомих методів визначення відстані до місця пошкодження в ПЛІ 10-35 кВ значно залежить від параметрів системи та точності вхідних даних. Ці дані визначають властивості системи кількісно. Значними особливостями кожної системи електропостачання напругою 6-35 кВ являються схеми з'єднання усіх її елементів та прийняті умови для розв'язання задачі. Щоб точно визначити місце пошкодження необхідно знати те, наскільки адекватні моделі та характеристики використовуються. Використовуючи дистанційні методи, необхідно звертати увагу на те, що визначальними є струми навантаження встановлених на лініях ТП 10/0,4 кВ, струми нормального і аварійного режимів, перехідні опори в місці пошкодження, параметри повітряної лінії, також схема з'єднання елементів мережі.

Серед існуючих, розглянемо метод, який має найбільш точніші результати і дає можливість автоматизувати процес пошуку визначення місця пошкодження [2]. Він дозволяє вимірювати реактивний опір до розташування місця пошкодження за допомогою використання вимірювальних приладів, для яких характерною величиною є задана функція, яка виражена у комплексній формі відношення вхідних напруг до вхідних струмів з подальшим порівнянням виміряних значень і розрахункових. Даний метод справедливий для будь-яких видів короткого замикання, оскільки, відповідно до фазочутливого перетворення можна отримати реактивну складову напруги петлі короткого замикання, а омметр ми приєднуємо на різницю фазних струмів. Дане твердження забезпечує такі ж умови вимірювання параметрів для усіх можливих видів міжфазних к. з. [3].

Алгоритм визначення місця пошкодження за дистанційним методом:

1. Здійснюємо більш точний попередній розрахунок параметрів ліній електропередачі, враховуючи їхню конструктивну неоднорідність та проводимо розрахунок електричних навантажень ТП 10/0,4 кВ ΔI_i ;

2. За отриманими результатами фіксації параметрів аварійного та нормального режимів визначаємо індуктивний опір до місця пошкодження (рис. 2.1, а)

$$x^B = \frac{U_p}{I_a} - \frac{\sum_{i=1}^n \Delta I_i^* \cdot x_{ki}}{I_a}; \quad (2.1)$$

де I_a – струм аварійного режиму, що був виміряний на початку лінії;

i – номер ділянки лінії;

ΔI_i^* – струм навантаження i -ої ділянки, який розраховують з врахуванням виміряного струму навантаження в період до аварійного режиму I_n ;

x_{ki} – опір до початку i -ої ділянки від місця короткого замикання;

$I_n^P = \sum_{i=1}^n \Delta I_i$ – порашована величина сумарного струму навантаження,

окремих ТП 10/0,4 кВ ΔI_i ;

$\frac{I_n^B}{I_n^P} = f$ – коригувальний коефіцієнт розподілу навантаження уздовж

магістральної лінії разом із вимірним значенням струму короткого замикання на початку лінії I_n^B , отже

$$\Delta I_i^* = f \cdot \Delta I_i.$$

3. Визначення дійсного значення опору до місця пошкодження x^D

$$x^D = x^B + \frac{\sum_{i=1}^n \Delta I_i^* \cdot x_{ki}}{I_a} = x_{n1} \cdot l_1 + x_{n2} \cdot l_2 + \dots + x_{ni} \cdot l_i + x_{nk} \cdot l_k. \quad (2.2)$$

Вираз (2.2) враховує розрахункове та вимірне значення відповідно до рис. 2.1, а.

4. Визначення, насамкінець, відстані до місця к. з., враховуючи попередньо розраховану залежність $x^D = F(l)$ (рис. 2.1, б), що дозволяє враховувати конструктивну неоднорідність.

Таке співвідношення є справедливим для будь-яких видів короткого замикання оскільки, вимірювальний омметр ми приєднуємо на різницю фазних струмів. Далі отримують реактивну складову напруги петлі короткого замикання з допомогою фазочутливого перетворення. Усе це дає нам однакові умови вимірювання параметрів лінії для усіх видів міжфазних к.з. Аналогічно визначаємо відстань до короткого замикання на відгалуженні (точка $k2$).

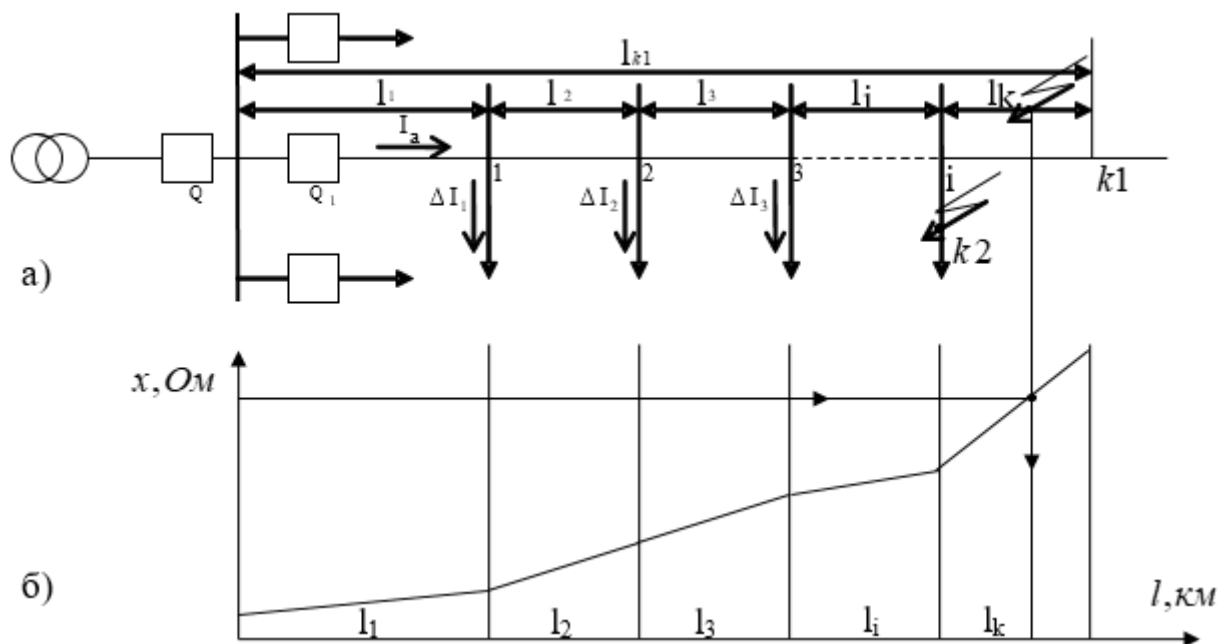


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема системи електропостачання: а) схема мережі; б) схема залежності $x^D = F(l)$

Даний метод дає нам можливість уникнути похибки, що виникає при розрахунку, враховуючи довжини непошкоджених ділянок. Отже, якщо проводити розрахунок за вище поданим алгоритмом, то тим самим ми розраховуємо лише початкову відстань до місця пошкодження, а уже відстань від самих шин підстанції до початку ділянки ми лише додаємо. Даний алгоритм,

крім того, дає можливість використовувати питомий опір при розрахунках конкретної ділянки, і не брати середнє значення по всій системі електропостачання чи лінії. Проте, для точнішого розрахунку реактивного опору необхідна точна інформація про струми аварійного режиму та навантаження. Щоб виконати дану умову проводять розрахунок ПАР (параметрів аварійного режиму).

Розраховуючи аварійний режим, враховують конструктивну та неоднорідність структури повітряної лінії, і, відповідно, розподіл навантаження по усій довжині лінії. Для розрахунку струму міжфазного к.з. граничними умовами є:

$$\dot{I}_{kA}^{(2)} = \dot{I}_H; \quad (2.3)$$

$$\dot{I}_{kB}^{(2)} = -\dot{I}_{kC}^{(2)}; \quad (2.4)$$

$$\dot{U}_{kB}^{(2)} - \dot{U}_{kC}^{(2)} = 0. \quad (2.5)$$

де \dot{I}_H – струм навантаження, який протікає через точку к.з. Фаза струму навантаження коливається у межах 45° - 90° для ліній напругою 10-35 кВ. Із високою імовірністю, як показує практика, фазу струму навантаження для СЕП 10-35 кВ приймають $\phi = 90^\circ$ [4].

Таким чином, оскільки система струмів врівноважена $\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 0$, $\dot{I}_{k0} = 0$ вираз (2.3) можемо записати так:

$$\dot{I}_{kA} = \dot{I}_{kA1} + \dot{I}_{kA2} = \dot{I}_H,$$

звідки

$$\dot{I}_{kA1} = -\dot{I}_{kA2} + \dot{I}_H. \quad (2.6)$$

Щоб отримати значення струму к.з., запишемо вирази для напруг фаз \dot{U}_{kB} та \dot{U}_{kC} через симетричні складові напруги фази А. Отже (2.5) набуде вигляду:

$$a^2\dot{U}_{kA1} + a\dot{U}_{kA2} + \dot{U}_{k0} - a\dot{U}_{kA1} - a^2\dot{U}_{kA2} - \dot{U}_{k0} = (a^2 - a)(\dot{U}_{kA1} - \dot{U}_{kA2}) = 0,$$

звідси

$$\dot{U}_{kA2} = \dot{U}_{kA1}. \quad (2.7)$$

Отримане співвідношення (2.7) дає нам можливість прирівняти праві частини виразів методу симетричних складових

$$\dot{U}_{k1} = \dot{E}_{\Sigma} - Z_{1\Sigma}\dot{I}_{k1};$$

$$\dot{U}_{k2} = 0 - Z_{2\Sigma}\dot{I}_{k2}.$$

звідси

$$\dot{E}_{A\Sigma} - jx_{1\Sigma}\dot{I}_{kA1} = -jx_{2\Sigma}\dot{I}_{kA2},$$

де $\dot{E}_{A\Sigma}$ – сумарна електрорушійна сила фази А.

Після простих перетворень, якщо взяти до уваги вираз (2.6), можна отримати:

$$\dot{I}_{kA1}^{(2)} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})} + \dot{I}_H. \quad (2.8)$$

На ввіді до підстанції струми пошкоджених фаз можемо описати через

$\dot{I}_{kA1}^{(2)}$

$$\dot{I}_{kB}^{(2)} = a^2\dot{I}_{kA1} + a\dot{I}_{kA2} = (a^2 - a)\dot{I}_{kA1} = -j\sqrt{3}\dot{I}_{kA1}^{(2)}, \quad (2.9)$$

і відповідно до (2.4) отримаємо:

$$\dot{I}_{kC}^{(2)} = j\sqrt{3}\dot{I}_{kA1}^{(2)}. \quad (2.10)$$

Для представленою методу зведена похибка не перебільшує 2 – 4% від загальної довжини лінії [4].

2.2 Алгоритм визначення оптимального числа послідовності перевірок за методом послідовного ділення мережі при визначенні місця пошкодження

При визначенні місця пошкодження за методом послідовного ділення мережі для визначення оптимального числа послідовності перевірок прийнято наступні обмеження:

- розімкнена мережа;
- головним джерелом живлення є підстанція, з котрої і здійснюється визначення місця пошкодження;
- схема має можливість резервування і обладнана пристроями секціонування;
- недовідпуск електроенергії немає залежності від послідовності здійснення перевірок і для кожної окремої перевірки є визначеною величиною;
- усталений режим;
- встановлення місця пошкодження проводиться шляхом взаємодії оперативного персоналу виїзної бригади та диспетчера підстанції;
- сталим є кількість станів ділянки мережі що виділяється комутаційними апаратами та кількість перевірок $\{\pi_i\}$;
- сама перевірка здійснюється шляхом переключення роз'єднувачів чи вимикачів навантаження та, відповідно, повторному включенні вимикача на підстанції. Інший варіант- контроль при визначення місця пошкодження для о. з. з. рівня параметрів ізоляції;

- t_{on}, V_{OBB}, t_3 - є середніми величинами відповідно: затрат часу на комутаційні операції; швидкість переміщення ремонтної бригади по лінії, і час зв'язку диспетчера і ОВБ.

Мінімум недовідпуску електроенергії за час процедури пошуку місця пошкодження є критерієм оптимізації:

$$W = \sum_{j=1}^n W_j = \sum_{j=1}^n t P_{omj} \rightarrow \min . \quad (2.11)$$

де W_j – недовідпуск електроенергії;

P_{omj} – навантаження, яке відключають на i -му кроці.

Ще одним критерієм, що використовується, є мінімізація витрат часу на пошук пошкоджено ділянки

$$t = \sum_{j=1}^n t_j \rightarrow \min , \quad (2.12)$$

де t_j - тривалість відключення лінії.

При визначенні місця пошкодження методом послідовного ділення мережі і застосуванні критерію оптимізації за недовідпуском електроенергії, необхідно розглянути усі можливі варіанти включення навантаження при поділі схеми r -м комутаційним апаратом та ввімкненні R -го резерву. Далі оцінюється ефективність операції за досягнутою зміною W та t для кожної пари $(r - R)$.

Отже, повинна виконуватись умова на кожному кроці процедури:

$$\Delta W = W_{(W \rightarrow \min)} - W_{(t \rightarrow \min)} > 0 . \quad (2.13)$$

Можна сформулювати в загальному випадку таку задачу:

- фідер системи електропостачання складається з n ділянок, що з'єднані за певним порядком;

- кожна така ділянка або пошкоджена, або справна;
- $\{S_j\}$ – це є множина станів: 0 при відсутності пошкодження на j -ій ділянці та 1 при її наявності.
- кінцева множина перевірок $\{P_j\}$: так чи ні.
- імовірність пошкодження ділянки лінії є пропорційною її довжині.

Для пошуку місця міжфазного к. з. при застосуванні методу послідовного ділення мережі необхідно визначити таку послідовність перевірок, щоб було забезпечено найменший недовідпуск електричної енергії.

Для рішення цієї задачі представимо пошкоджений фідер розглянутої ПС 35/10 кВ його функціональною моделлю (рисунок 2.2.)

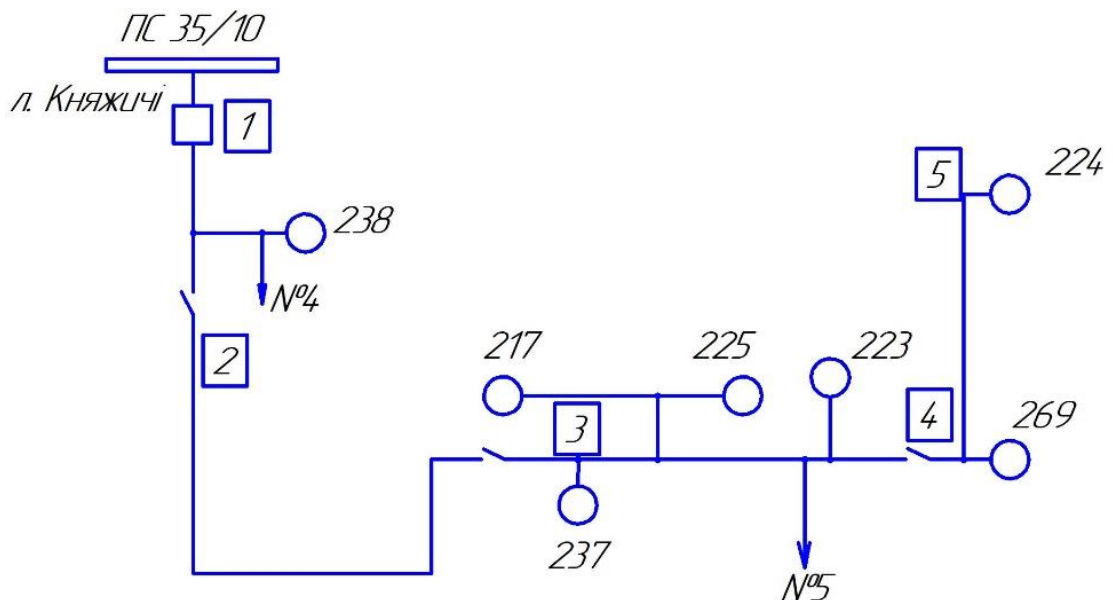


Рисунок 2.2 – Схема заміщення повітряної лінії 10 кВ (Княжичі) підстанції 35/10 кВ;

Рішення задачі з визначення місця пошкодження є багатокроковою процедурою, тому представимо його як дихотомічне дерево рішень (рисунок 2.3). Всі «піки» дерева являють собою кроки процедури визначення місця пошкодження, а «вітки» – це можливі варіанти часткового розв’язку.

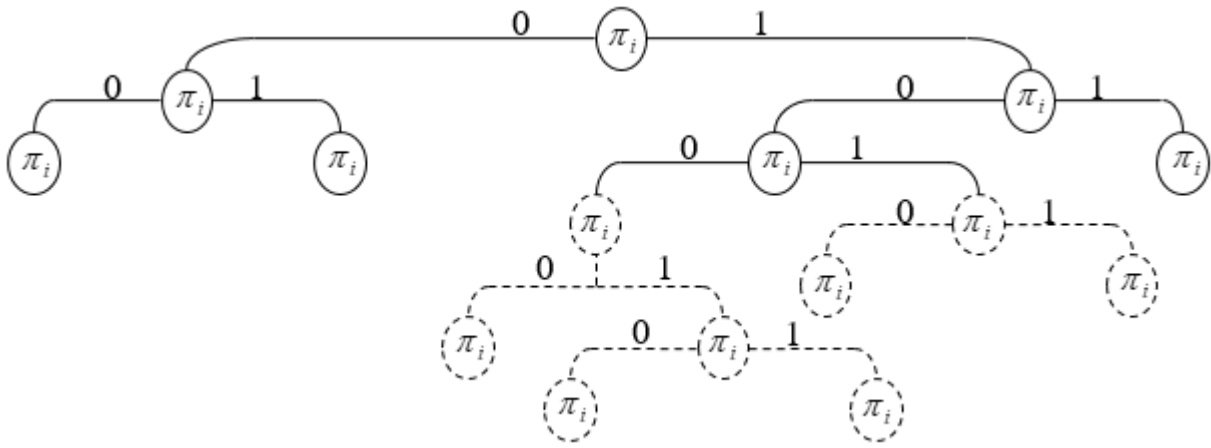


Рисунок 2.3 – Схема дерева рішень

Отже, щоб визначити оптимальне вирішення, що відповідає оптимальним умовам, потрібно знайти одну відповідну вітку дерева.

Будуючи дерево рішень, усю множину можливих рішень на кожному кроці Π_i розділяють на дві підмножини. Перша підмножина: або один із можливих варіантів перевірок. Друга підмножина: усі решта віток. Таким способом можна отримати дві вітки, які виходять з вершини $\Pi_i - j$ та \bar{j} . Вітка дерева \bar{j} представляє собою узагальнений варіант часткового рішення задачі визначення місця пошкодження.

Обчислюючи та порівнюючи складність непобудованої частини дерева рішення $\lim(W)$ і побудованої $Lim(W)$ можливе визначення оптимального повного вирішення. Складність рішення - це добуток часу, який витрачений на проведення операцій певної перевірки на потужність, яка не змогла передатися споживачам за даний проміжок часу. На рисунку 2.4 представлена схема послідовності операцій перевірки техстану ділянки відходящої лінії підстанції при виникненні пошкодження. На рисунку 2.5 показано послідовність операцій для проведення будь-якої перевірки при пошкодженні або міжфазному к. з., або при однофазному замиканні на землю.

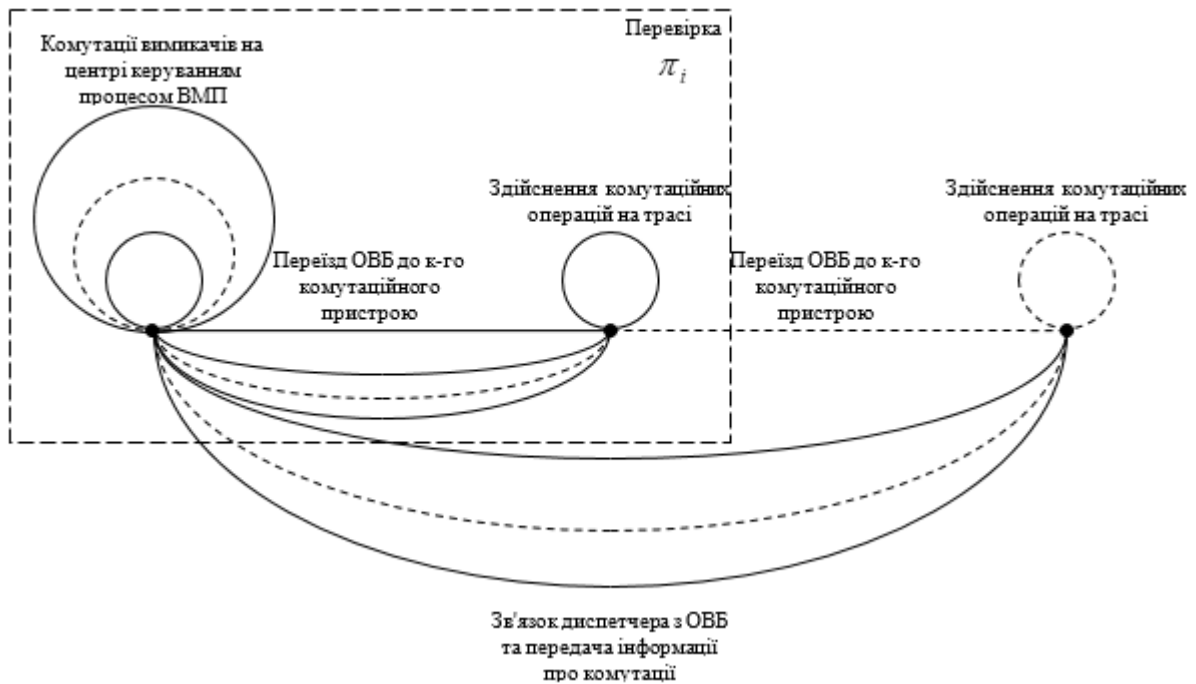


Рисунок 2.4 – Схема послідовності операцій при пошуку міжфазного к. з.

Порядок виконання операцій для перевірки лінії 10 кВ «Княжичі» :

1. Пошкоджена ділянка 3–4 (рис. 2.2).
2. Після відключення автоматичного високовольтного вимикача на ПС 35/10 кВ релейним захистом, диспетчер у пункті 1 виконує операцію 1 – пробне вмикання вимикача t_{on} (рис. 2.5 а).
3. Автоматичний вимикач відключився, значить пошкодження є стійким. Диспетчер подає команду виконати крок 2, тобто переїзд до вузла 3. Даний крок виконується за час $t_{ДЖ1-3} = l_{ДЖ1}/V_a$. Далі виконується крок 3 – відключення роз'єднувача, який знаходиться у пункті за час t_{on} .
4. Виконавши дану операцію оперативна виїзна бригада доповідає про відключення роз'єднувача 3, і далі виконується операція 4 за час t_c .
5. Отримавши повідомлення від ОВБ диспетчер повторно включає вимикач 1 (це є крок 5).
6. Оскільки на ділянці 1–3 пошкодження не виявлено, то, відповідно пошкодження за роз'єднувачем 3. За схемою можна визначити час перевірки.

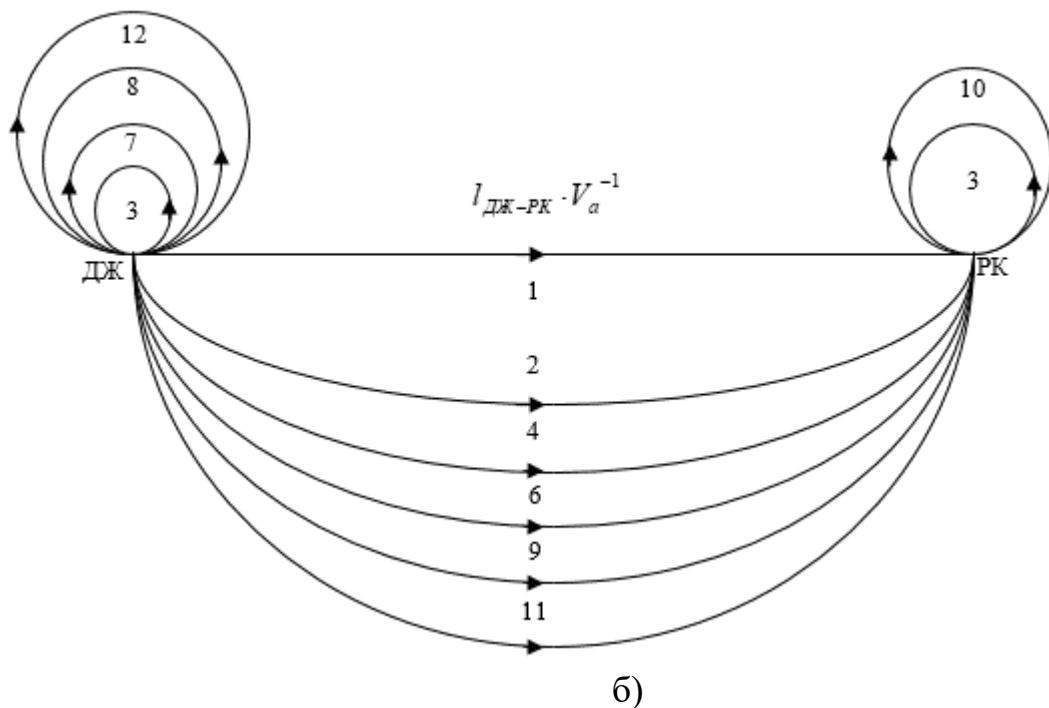
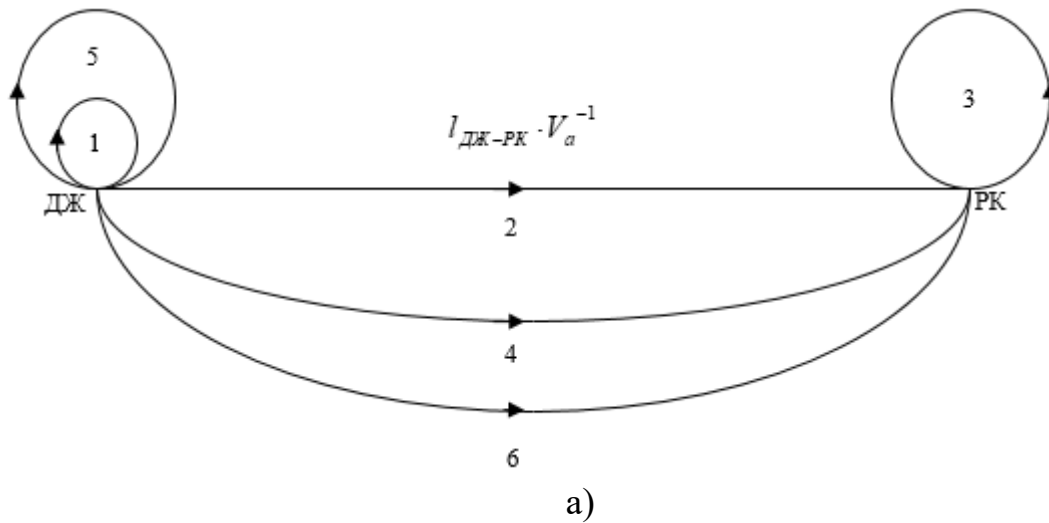


Рисунок 2.5 – Схема послідовності кроків при пошуку місця пошкодження:
а) при міжфазному короткому замиканні; б) при ОЗЗ.

Для безпосереднього визначення оптимальної кількості послідовності перевірок, вибирають найбільш інформаційні варіанти процедури визначення місця пошкодження із усіх можливих. Спочатку розраховують кількість n_j , та кількість одиниць для кожної j і складають їх у порядку зменшення:

$$n_{j1} \geq n_{j2} > \dots > n_{jp} \geq \dots, \quad (2.14)$$

Беруть перші α чисел, що відповідають умовам

$$\sum_p^{\alpha} n_{jp} \geq N \text{ та } \sum_{p=1}^{\alpha-1} n_{jp} < N, \quad (2.15)$$

де N – кількість стовбців таблиці покриття;

α - нижня межа довжини таблиці покриття.

Наступним кроком є обчислення недовідпуску електричної енергії для усіх можливих варіантів послідовності перевірок.

$$W_j = t_{\Pi D j} \cdot \sum_{i=1}^n P_{om i}; \quad (2.16)$$

$$t_{\Pi D j} = \left(l_{ДЖ-Р_j} / V_a + k_{on} t_{on} + k_c t_c \right)$$

де k_c - кількість операцій зв'язку бригади з диспетчером;

k_{on} – число проведених комутаційних операцій.

Далі значення недовідпуску електричної енергії складають у порядку збільшення

$$W_{j1} \leq W_{j2} \leq \dots \leq W_{jg} \dots \quad (2.17)$$

З ряду (2.17) обирається сума перших α його членів $\sum_{g=1}^{\alpha} W_{jg}$, тобто границю

$\lim(W)$ непобудованої частини задачі.

Складність повного рішення (нижня межа)

$$Lim(W) = W_{ноб} + \lim(W), \quad (2.18)$$

де $W_{\text{ноб}}$ – недовідпуск електричної енергії на певному кроці.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Розрахунок електричних навантажень ПС 35/10 кВ

Початковими даними для рішення комплексу технічних і економічних завдань є саме електричні навантаження підстанції. Першим етапом проектування чи модернізації будь-якої системи електропостачання є визначення електричних навантажень. Воно складається і проводиться для перевірки та вибору струмоведучих частин системи електропостачання (шин, дротів, кабелів,), також, силових трансформаторів за економічними параметрами, відхилень та коливань напруги, вибору захисних пристроїв компенсуючих установок та розрахунку втрат в даних елементах.

Якщо правильно оцінити очікувані електричні навантаження, це дасть змогу вибору раціональної схеми та усіх елементів системи електропостачання, і, відповідно, покращення усіх її техніко-економічних показників [11].

Розраховуємо навантаження ПС 35/10 кВ, а саме існуючих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ. Робимо також розрахунок електричного навантаження на ділянках ліній 10 кВ.

Для діючих ТП 10/0,4 кВ розрахункові навантаження визначено з врахуванням коефіцієнту зростання навантажень в залежності від виду споживачів.

Розрахункові навантаження P_p існуючих підстанцій 10/0,4 кВ з перспективою на 10 років знаходяться за формулою

$$P_p = K_n \cdot P_m, \quad (3.1)$$

де P_m - максимальне існуюче навантаження ТП 10/0,4, кВ;

K_n - коефіцієнт росту навантаження, що залежить від виду споживачів.

3.1.1 Розрахунок навантаження трансформаторної підстанції.

Щоб розрахувати навантаження підстанції 35/10 кВ на 2019 рік коефіцієнт росту навантаження K_n приймаємо рівним 1. Отже, $P_p = P_m$.

Навантаження існуючих ТП 10/0,4 кВ, а саме: денні та вечірні, визначаємо добутком розрахункового навантаження на коефіцієнт участі його або в денному K_d або у вечірньому K_e максимумах:

- виробничі споживачі $K_d = 1,0; K_e = 0,6$; [11]

- комунально-побутові споживачі $K_d = 0,3...0,4.; K_e = 1,0$; [11]

- змішані споживачі $K_d = K_e = 1,0$. [11]

Розрахунки максимальних навантажень та денного і вечірнього максимуму ТП 10/0,4 кВ на 2019 рік представлено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункове навантаження ТП 10/0,4 кВ на 2019 рік

№ ТП 10/0,4 кВ	Максимальне існуюче навантаження $P_m, \text{кВт}$	Розрахункове навантаження $P_p, \text{кВт}$	Денний максимум $P_d, \text{кВт}$	Вечірній максимум $P_e, \text{кВт}$
1	2	3	4	5
л. ДВРС				
117	63	63	22,05	63
116	40	40	14	40
115	63	63	22,05	63
114	63	63	22,05	63
136	63	63	63	37,8
л. Ліски				
146	250	250	250	250
112	63	63	22,05	63
180	250	250	250	150
147	500	500	500	300
113	63	63	22,05	63

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5
	л. Княжичі			
224	63	63	22,05	63
269	40	40	40	24
223	100	100	100	100
237	320	320	320	192
217	160	160	56	160
225	160	160	160	160
238	40	40	40	40
	л. Буківня			
177	100	100	100	60
108	320	320	320	192
110	160	160	160	160
	л. Водопарк			
106	63	63	22,05	63
179	100,0	100,0	100,0	60
126	250	250	250	150
117	63	63	22,05	63
	л. ТЗОВ «Інбудсервіс»			
109	63	63	22,05	3
100	160	160	160	160
111	63	63	22,05	63
99	160	160	160	160
98	250	250	250	250

На ділянках лінії напругою 10 кВ навантаження визначається сумою денних і вечірніх навантажень [11]. Розрахунок навантаження проводиться з кінця лінії. Визначаємо загальне навантаження $P_{заг}$, що складається з виробничого, змішаного, комунально – побутового. Виробничого навантаження $P_{вир}$, яке складається з навантаження в денний час змішаного і виробничого, а в вечірній час – виробничого навантаження.

Денне і вечірнє навантаження на ділянках лінії розраховуємо за виразами:

$$P_{д} = P_{дб} + \Delta P(P_{дм}), \quad (3.2)$$

$$P_{в} = P_{вб} + \Delta P(P_{вм}), \quad (3.3)$$

де $P_{дм}$ і $P_{вм}$ – відповідно найменше денне та вечірнє навантаження, кВт;

$P_{дб}$ і $P_{вб}$ – відповідно найбільше денне та вечірнє навантаження, кВт;

ΔP – додаткове від меншого навантаження.

Розрахунки навантаження ліній 10 кВ підстанції 35/10 кВ наведено в таблиці 3.2. Схеми мережі електричні подані на рисунку 3.1 і 3.2.

Навантаження на шинах 10 кВ РТП визначають шляхом сумування навантажень головних ділянок, що відходять від лінії 10 кВ.

Потужність на шинах підстанції 10 кВ визначаємо по вечірньому і денному навантаженнях для загального а виробничого навантаження. Також враховуємо коефіцієнт потужності, величина якого залежить від відношення $P_{вир.} / P_{заг.}$ і визначається за номограмою [13].

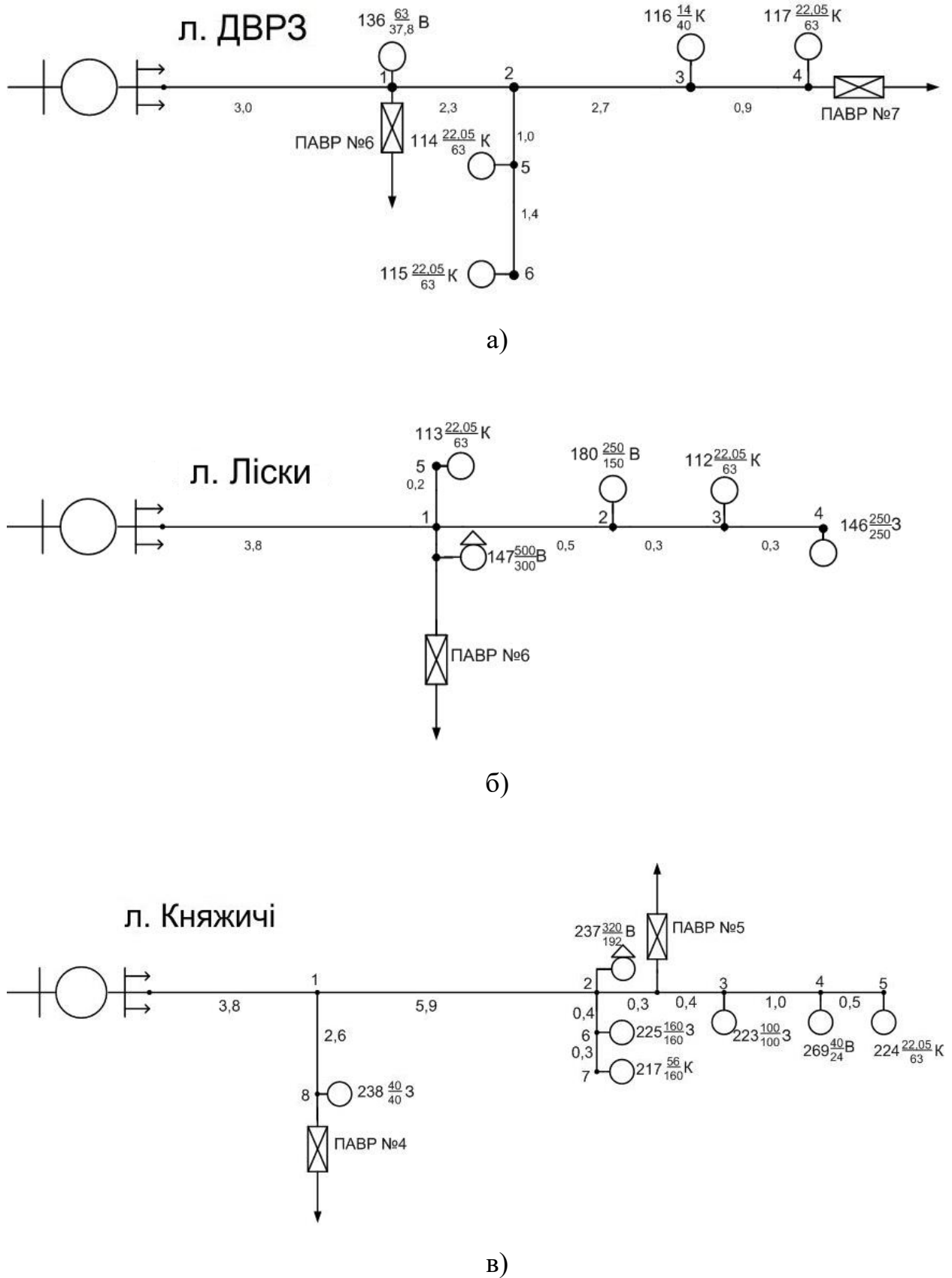


Рисунок 3.1 – Розрахункові схеми ліній електропередачі (ДВРЗ, Ліски, Княжичі) із навантаженням станом на 2019 рік.

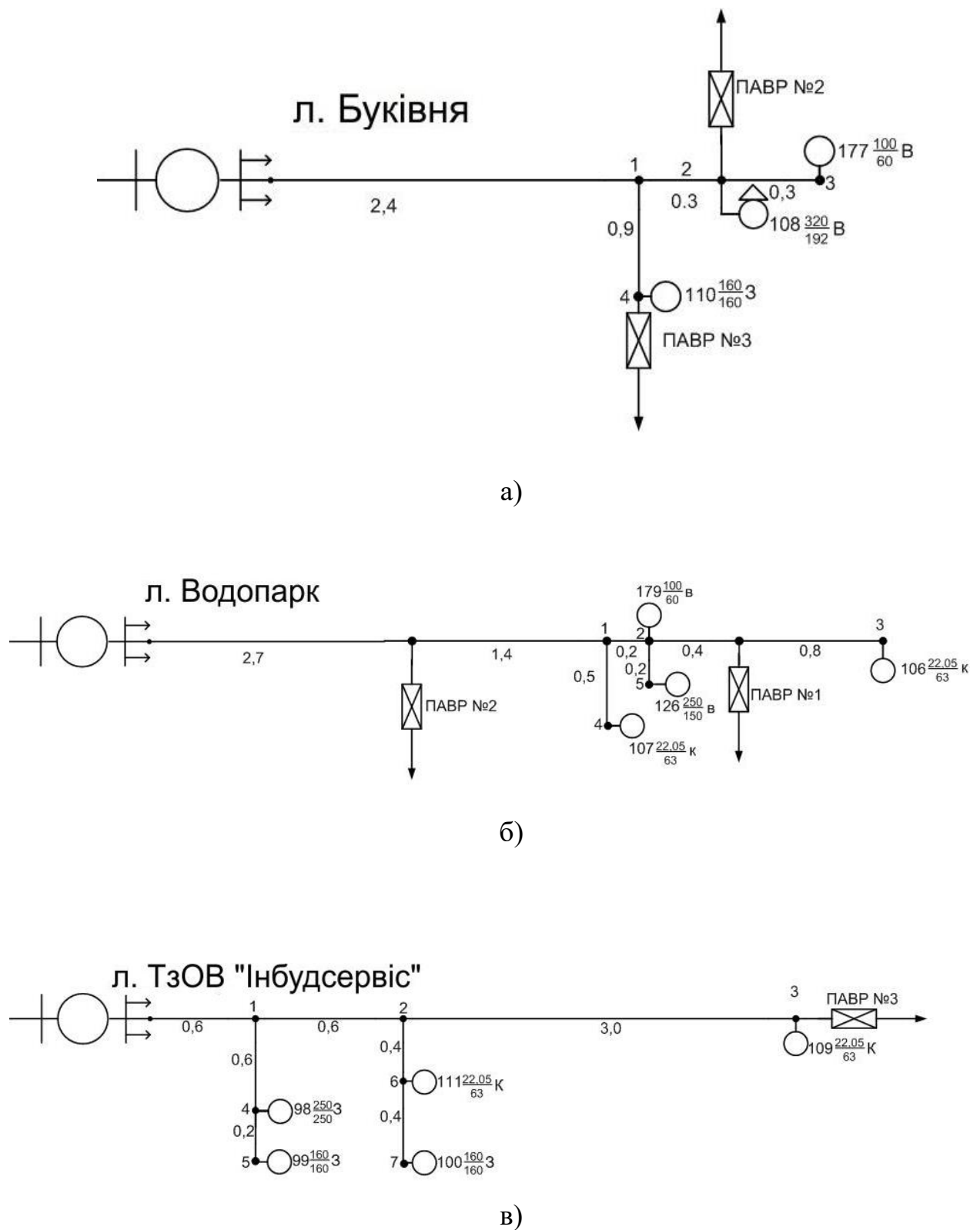


Рисунок 3.2 – Розрахункові схеми ліній електропередачі (Буківня, Водопарк, ТзОВ «Інбудсервіс») із навантаженням станом на 2019 рік.

Таблиця 3.2 – Розрахунок навантаження ліній 10 кВ ПС 35/10 кВ на 2019 рік

Ділянка лінії	Вид навантаження $P_{вир.} / P_{заг.}$	Денне, кВт				Вечірнє, кВт			
		$P_{дб}$	$P_{дм}$	ΔP ($P_{дм}$)	$P_{д}$	$P_{вб}$	$P_{вм}$	ΔP ($P_{дм}$)	$P_{в}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
л. ДВРЗ									
4-3	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	22,55	-	-	22,05	63,0	-	-	63,0
3-2	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	22,55	14	9	31,05	63,0	40	28,4	91,4
6-5	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	22,55	-	-	22,05	63,0	-	-	63,0
5-2	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	22,55	22,05	14,5	36,55	63,0	63,0	46,4	109,4
2-1	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	36,65	31,15	21,3	57,85	109,4	91,4	68,2	117,5
1-0	$P_{вир.}$	63,0	-	-	63,0	37,8	-	-	37,8
	$P_{заг.}$	63,0	57,85	42,4	105,3	117,6	37,8	26,6	144,3
л. Ліски									
4-3	$P_{вир.}$	250	-	-	250	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	250	-	-	250	250	-	-	250
3-2	$P_{вир.}$	250	-	-	250	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	250	22,05	14,5	264,05	250	63	46,4	296,4
2-1	$P_{вир.}$	250	250	194	444	150	-	-	150
	$P_{заг.}$	264,05	250	194	458,05	296,4	150	115	411,4

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5-1	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	22,05	-	-	22,05	63	-	-	63
1-0	$P_{вир.}$	500	444	351	851	300	150	115	415
	$P_{заг.}$	500	458,05	364	878,5	411,4	300	235	692,8
	22,05		14,5	63			46,4		
л. Княжичі									
5-4	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	22,05	-	-	22,05	63	-	-	63
4-3	$P_{вир.}$	40	-	-	40	24	-	-	24
4-3	$P_{заг.}$	40	22,05	14,5	54,5	63	24	16	79
3-2	$P_{вир.}$	100	40	28,4	128,4	24	-	-	24
	$P_{заг.}$	100	54,5	40	140	100	79	59	159
7-6	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	56	-	-	56	160	-	-	160
6-2	$P_{вир.}$	160	-	-	160	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	160	56	41,5	201,5	160	160	123	283
2-1	$P_{вир.}$	320	160	123	540	192	24	16	208
			128,4	97					
	$P_{заг.}$	320	20,5	156	582	283	192	148	552
			140	106			159	121	
8-1	$P_{вир.}$	40	-	-	40	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	40	-	-	40	40	-	-	40
1-0	$P_{вир.}$	540	40	28,4	568,4	208	-	-	208
	$P_{заг.}$	582	40	28,4	610,4	552	40	28,4	580,4
л. Буківня									
3-2	$P_{вир.}$	100	-	-	100	60	-	-	60
	$P_{заг.}$	100	-	-	100	60	-	-	60

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2-1	$P_{вир.}$	320	100	74,5	394,5	192	60	44	236
	$P_{заг.}$	320	100	74,5	394,5	192	60	44	236
4-1	$P_{вир.}$	160	-	-	160	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	160	-	-	160	160	-	-	160
1-0	$P_{вир.}$	394,5	160	123	517,5	236	-	-	236
	$P_{заг.}$	394,5	160	123	517,5	236	160	123	359
л. Водопарк									
3-2	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	22,05	-	-	22,05	63	-	-	63
5-2	$P_{вир.}$	250	-	-	250	150	-	-	150
5-2	$P_{заг.}$	250	-	-	250	150	-	-	150
2-1	$P_{вир.}$	250	100,0	74,6	324,5	150	60	44	194
	$P_{заг.}$	250	100,0	74,6	339	150	60	44	240,41
			22,25	14,6			63	46,4	
4-1	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	
	$P_{заг.}$	22,05	-	-	22,25	63	-	-	63
1-0	$P_{вир.}$	32,5	-	-	324,5	194	-	-	194
	$P_{заг.}$	339	21,05	14,3	353,4	240,5	63	24	264,5
л. ТзОВ «Інбудсервіс»									
3-2	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
3-2	$P_{заг.}$	22,05	-	-	22,05	63	-	-	63
7-6	$P_{вир.}$	160	-	-	160	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	160	-	-	160	160	-	-	160
6-2	$P_{вир.}$	160	-	-	160	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	160	22,05	14,5	174,5	160	63	24	184
2-1	$P_{вир.}$	160	-	-	160	-	-	-	-

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	$P_{заг.}$	174,5	22,25	14,5	189	184	63,0	24	209
5-4	$P_{вир.}$	160	-	-	160,0	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	160	-	-	160,0	160,0	-	-	160
4-1	$P_{вир.}$	250	160	123,0	374	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	250,0	160	123,0	374	250	160	123	374
1-0	$P_{вир.}$	373	160	123,0	496	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	373	189	146	519	373	208	161	534

Для СШ 1:

	Денне навантаження	Вечірнє навантаження
л.ДВРЗ	$P_{вир} = 63 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 105,4 \text{ кВт}$	$P_{вир} = 37,8 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 144,2 \text{ кВт}$
л.Ліски	$P_{вир} = 851 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 878,5 \text{ кВт}$	$P_{вир} = 415 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 692,8 \text{ кВт}$
л. Княжичі	$P_{вир} = 568,4 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 610,4 \text{ кВт}$	$P_{вир} = 208 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 580,4 \text{ кВт}$

Сумарне денне виробниче навантаження

$$\Sigma P_{вир} = 851 + 46,4 + 453 = 1350,4 \text{ кВт.}$$

Сумарне денне загальне навантаження

$$\Sigma P_{заг} = 878,5 + 78 + 490 = 1446,5 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє виробниче навантаження

$$\Sigma P_{вир} = 415 + 27 + 160 = 602 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє загальне навантаження

$$\Sigma P_{заг} = 692,8 + 110 + 465 = 1267,8 \text{ кВт.}$$

Для СШ 2:

л.Буківня	$P_{\text{вир}} = 517,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{вир}} = 326 \text{ кВт}$
	$P_{\text{заг}} = 517,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}} = 359 \text{ кВт}$
л. Водопарк	$P_{\text{вир}} = 324,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{вир}} = 194 \text{ кВт}$
	$P_{\text{заг}} = 353,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}} = 264,4 \text{ кВт}$
л. ТЗОВ «Інбудсервіс»	$P_{\text{вир}} = 496 \text{ кВт}$	
	$P_{\text{заг}} = 519 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}} = 534 \text{ кВт}$

Сумарне денне виробниче навантаження

$$\Sigma P_{\text{вир}} = 517,5 + 253 + 387 = 1157,5 \text{ кВт.}$$

Сумарне денне загальне навантаження

$$\Sigma P_{\text{заг}} = 519 + 278 + 415,5 = 1212,5 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє виробниче навантаження

$$\Sigma P_{\text{вир}} = 264,4 + 183 = 447,4 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє загальне навантаження

$$\Sigma P_{\text{заг}} = 534 + 282 + 429 = 1245 \text{ кВт.}$$

Загальне навантаження на підстанції

$$P_{\text{заг денне}} = \Sigma P_{\text{заг макс}} + \Delta P(\Sigma P_{\text{заг мін}}).$$

$$P_{\text{заг денне}} = 1446,5 + 1006 = 2452,5 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{заг вечірнє}} = \Sigma P_{\text{заг макс}} + \Delta P(\Sigma P_{\text{заг мін}}).$$

$$P_{\text{заг вечірнє}} = 1267,8 + 1037 = 2304,8 \text{ кВт.}$$

3.1.2 Розрахунок навантаження на ПС 35/10 кВ прогнозованого.

Робимо розрахунок навантаження підстанцій на 2029 рік, з врахуванням коефіцієнту росту навантаження, який приймаємо на 10 років:

- споживачі виробничі	2,1	[11]
- споживачі змішані	2,0	[11]
- споживачі комунально-побутові	1,8	[11]

Дані розрахунків зводимо в таблицю 3.3. Схеми електричних мереж подано на рисунку 3.3 та 3.4. Далі знаходимо загальне навантаження $P_{заг}$ та виробниче навантаження $P_{вир}$ і результати заносимо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.3 – Розрахункове навантаження ТП 10/0,4 кВ на 2029 рік

№ ТП	Максимальне існуюче навантаження P_m , кВт	Розрахункове навантаження P_p , кВт	Денний максимум P_d , кВт	Вечірній максимум P_e , кВт
1	2	3	4	5
л. ДВРЗ				
117	63	113,4	39,69	113,4
116	40	72	25,2	72
115	63	113,4	39,69	113,4
114	63	113,4	39,69	113,4
136	63	132,3	132,3	79,38
л. Ліски				
146	250,0	500,0	500,0	500,0

Продовження таблиці 3.3

1	2	3	4	5
112	63,0	113,4	39,69	113,4
180	250,0	525,0	525,0	315,0
147	500,0	1050	1050	630,0
113	63,0	113,4	39,69	113,4
л. Княжичі				
224	63,0	113,4	39,69	113,3
269	40,0	84	84	50,3
223	100,0	200	200	200
237	320,0	672	672	403,2
217	160,0	288	100,8	288
225	160,0	320	320	320
238	40,0	80	80	80
л. Буківня				
177	100,0	210,0	210,0	126,0
108	320,0	672,0	672,0	403,2
110	160,0	320,0	320,0	320,0
л. Водопарк				
106	63,0	113,4	39,69	113,4
179	100,0	210	210,0	126,0
126	250,0	525	525,0	315,0
117	63,0	113,4	39,69	113,4
л. ТзОВ «Інбудсервіс»				
109	63,0	113,4	39,69	113,4
100	160,0	320,0	320,0	320,0
111	63,0	113,4	39,69	113,4
99	160,0	320	320,0	320,0
98	250,0	500	500,0	500,0

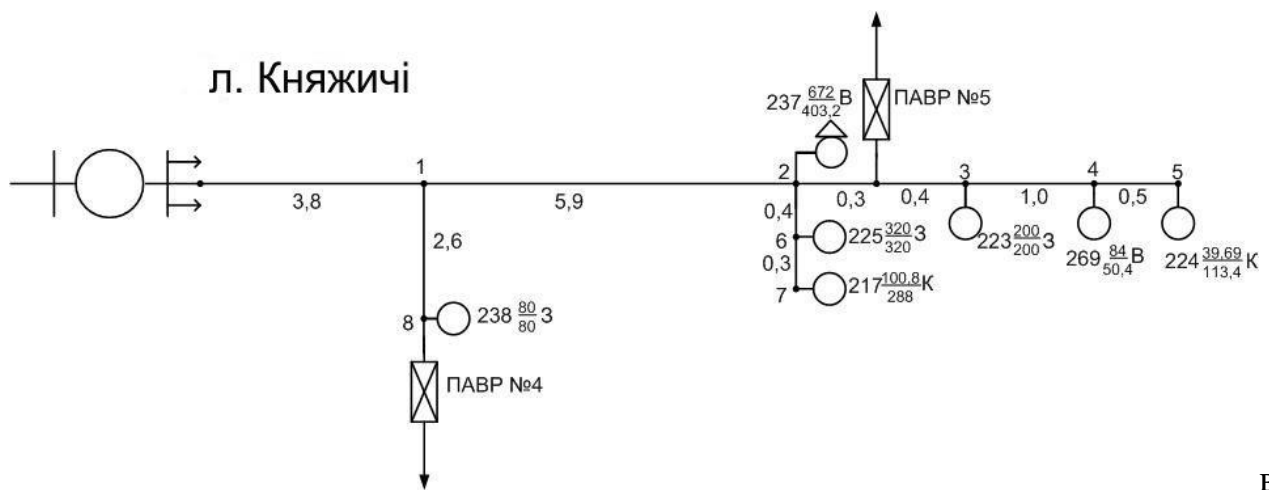
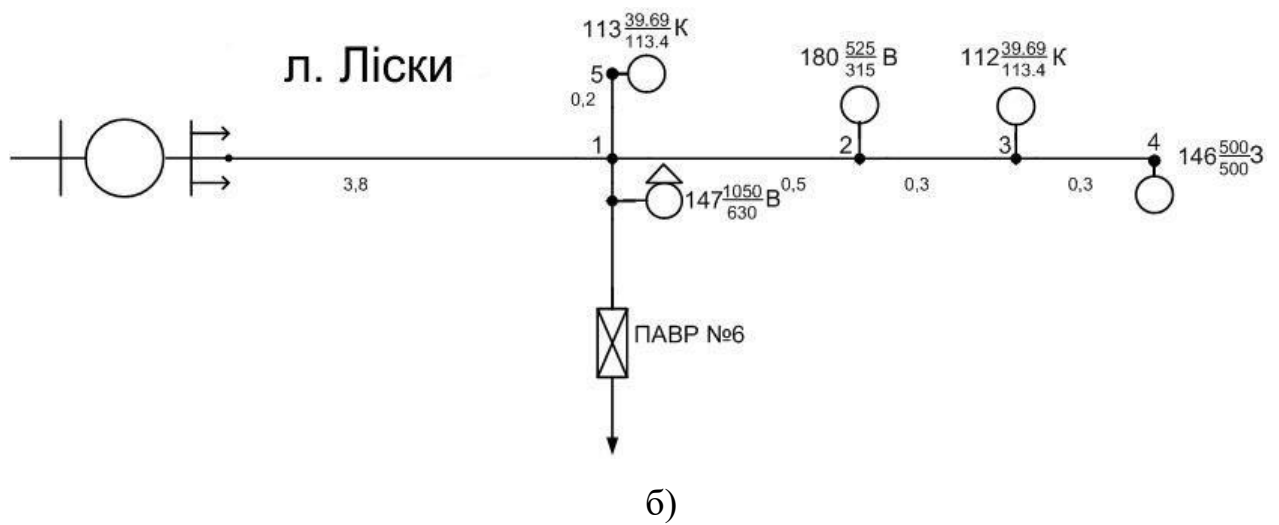
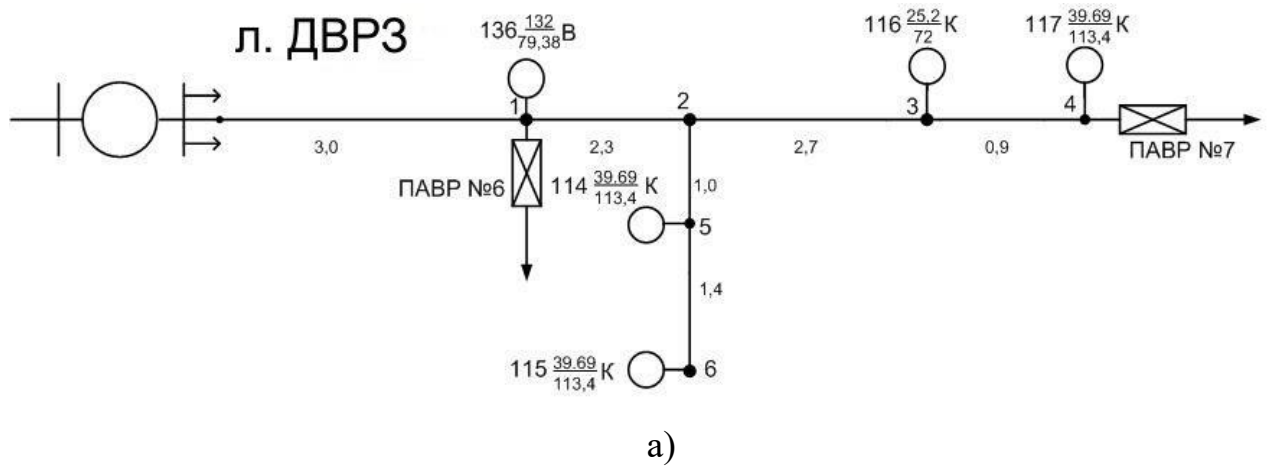


Рисунок 3.3 – Розрахункові схеми ліній електропередачі (ДВРЗ, Ліски, Княжичі) з прогнозованим навантаженням на 2029 рік.

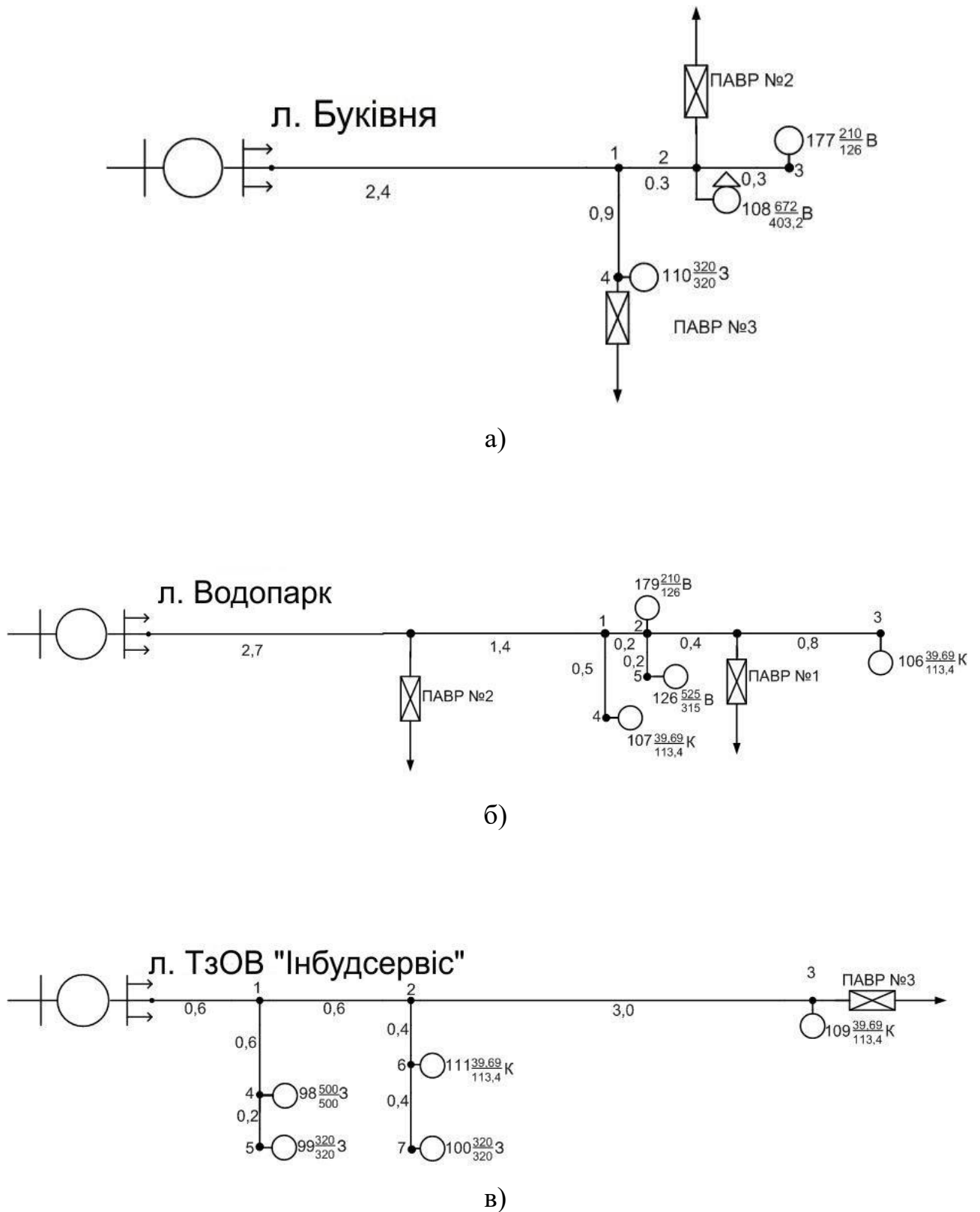


Рисунок 3.4 – Розрахункові схеми ліній електропередачі (Буківня, Водопарк, ТзОВ «Інбудсервіс») з прогнозованим навантаженням на 2029 рік

Таблиця 3.4 – Розрахунок навантаження ліній 10 кВ на 2029 рік

Ділянка лінії	Вид навантаження $P_{вир.} / P_{заг.}$	Денне, кВт				Вечірнє, кВт			
		$P_{об}$	$P_{дм}$	ΔP ($P_{дм}$)	$P_{д}$	$P_{вб}$	$P_{вм}$	ΔP ($P_{дм}$)	$P_{в}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
л. ДВРЗ									
4-3	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	39,79	-	-	39,69	113,5	-	-	113,4
3-2	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	39,79	25,2	16,9	56,59	113,5	72	53,5	166,9
6-5	$P_{вир.}$	39,79	-	-	39,79	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	39,79	-	-	39,79	113,5	-	-	113,5
5-2	$P_{вир.}$	39,79	39,79	28	67,69	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	39,79	39,79	28	67,69	113,5	113,5	84	197,4
2-1	$P_{вир.}$	67,69	-	-	67,69	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	67,69	56,59	42	109,69	197,4	166,9	128	325,4
1-0	$P_{вир.}$	132	67,69	50	182	79,38	-	-	79,38
	$P_{заг.}$	132	109,69	81,5	191,19	325,4	79,38	59	384,4
л. Ліски									
4-3	$P_{вир.}$	500	-	-	500	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	500	-	-	500	500	-	-	500
3-2	$P_{вир.}$	500	-	-	500	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	500	39,69	28	528	500	113,5	84	584
2-1	$P_{вир.}$	525	500	400	900	315	-	-	315
	$P_{заг.}$	528	525	420	948	584	315	245	829

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5-1	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	39,79	-	-	39,79	113,5	-	-	113,5
1-0	$P_{вир.}$	1050	900	740	1790	630	315	245	875
	$P_{заг.}$	1050	948	874	1952	829	630	500	1413
	39,69		28	113,4			84		
л. Княжичі									
5-4	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	39,79	-	-	39,79	113,5	-	-	113,5
4-3	$P_{вир.}$	84	-	-	84	50,4	-	-	50,4
4-3	$P_{заг.}$	84	39,79	28	112	113,5	50,4	36,6	150
3-2	$P_{вир.}$	200	84	63	263	50,4	-	-	50,4
	$P_{заг.}$	200	112	83	283	200	150	115	215
7-6	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	100,8	-	-	100,8	288	-	-	288
6-2	$P_{вир.}$	320	-	-	320	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	320	100,8	75	395	320	288	224	544
2-1	$P_{вир.}$	672	320	251	1128	403,2	50,4	36,6	439,8
			263	205					
	$P_{вир.}$	670	395	310	1201	544	403,2	317	1026
			283	221			215	165	
8-1	$P_{вир.}$	80	-	-	80	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	80	-	-	80	80	-	-	80
1-0	$P_{вир.}$	1128	80	59,5	1187,5	439,8	-	-	439,8
	$P_{заг.}$	1201	80	59,5	1260,5	1026	80	59,5	1085,5
л. Буківня									
3-2	$P_{вир.}$	210,0	-	-	210,0	126	-	-	126
	$P_{заг.}$	210,0	-	-	210,0	126	-	-	126

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2-1	$P_{вир.}$	672	210,0	162,5	834,5	403,2	126	95	498,2
	$P_{заг.}$	672	210,0	162,5	834,5	403,2	126	95	498,2
4-1	$P_{вир.}$	320	-	-	320	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	320	-	-	320	320	-	-	320
1-0	$P_{вир.}$	834,5	320	251	1085,5	498,2	-	-	498,2
	$P_{заг.}$	834,5	320	251	1085,5	498,2	320	251	749,2
л. Водопарк									
3-2	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	39,69	-	-	39,69	113,5	-	-	113,5
5-2	$P_{вир.}$	525	-	-	525	315	-	-	315
	$P_{заг.}$	525	-	-	525	315	-	-	315
2-1	$P_{вир.}$	525	210,0	162,5	687,5	315	126	95	410
	$P_{заг.}$	525	210,0	162,5	715,5	315	126	95	493
			39,69	28			113,5	83	
4-1	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	39,69	-	-	39,69	113,5	-	-	113,5
1-0	$P_{вир.}$	687,5	-	-	687,5	410	-	-	410
	$P_{заг.}$	715,5	39,69	28	743,5	493	113,5	83	576
л. ТзОВ «Інбудсервіс»									
3-2	$P_{вир.}$	-	-	-	-	-	-	-	-
3-2	$P_{заг.}$	39,69	-	-	39,69	113,5	-	-	113,5
7-6	$P_{вир.}$	320,0	-	-	320,0	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	320,0	-	-	320,0	320,0	-	-	320,0
6-2	$P_{вир.}$	320,0	-	-	320	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	320,0	39,69	28	348	320	113,5	83	403
2-1	$P_{вир.}$	320,0	-	-	320	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	348	39,69	28	376	403	113,5	83	486

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

5-4	$P_{вир.}$	320,0	-	-	320,0	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	320,0	-	-	320,0	320,0	-	-	320,0
4-1	$P_{вир.}$	500	320,0	251	751	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	500	320,0	251	751	500	320,0	251	751
1-0	$P_{вир.}$	751	320,0	251	1002	-	-	-	-
	$P_{заг.}$	751	376	295	1046	751	486	384	1135

Для СШ 1 прогнозоване навантаження

	Денне навантаження	Вечірнє навантаження
л. ДВРЗ	$P_{вир} = 182 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 191,19 \text{ кВт}$	$P_{вир} = 79,38 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 384,4 \text{ кВт}$
л. Ліски	$P_{вир} = 1790 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 1952 \text{ кВт}$	$P_{вир} = 875 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 1413 \text{ кВт}$
л. Княжичі	$P_{вир} = 1187,5 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 1260,5 \text{ кВт}$	$P_{вир} = 439,8 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 1085,5 \text{ кВт}$

Сумарне денне виробниче навантаження

$$\Sigma P_{вир} = 1790 + 140 + 997 = 2927 \text{ кВт.}$$

Сумарне денне загальне навантаження

$$\Sigma P_{заг} = 1952 + 148 + 1052 = 3152 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє виробниче навантаження

$$\Sigma P_{вир} = 875 + 59 + 348 = 1282 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє загальне навантаження

$$\Sigma P_{заг} = 1413 + 301 + 910 = 2324 \text{ кВт.}$$

Для СШ 2:

л. Буківня	$P_{\text{вир}} = 1085,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{вир}} = 498,2 \text{ кВт}$
	$P_{\text{заг}} = 1085,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}} = 794,2 \text{ кВт}$
л. Водопарк	$P_{\text{вир}} = 687,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{вир}} = 410 \text{ кВт}$
	$P_{\text{заг}} = 743,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}} = 576 \text{ кВт}$
л. ТЗОВ «Інбудсервіс»	$P_{\text{вир}} = 1002 \text{ кВт}$	
	$P_{\text{заг}} = 1046 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}} = 1135 \text{ кВт}$

Сумарне денне виробниче навантаження

$$\Sigma P_{\text{вир}} = 1085,5 + 562 + 831 = 2478,5 \text{ кВт}.$$

Сумарне денне загальне навантаження

$$\Sigma P_{\text{заг}} = 1085,5 + 606 + 872 = 2563,5 \text{ кВт}.$$

Сумарне вечірнє виробниче навантаження

$$\Sigma P_{\text{вир}} = 498,2 + 316 = 814,2 \text{ кВт}.$$

Сумарне вечірнє загальне навантаження

$$\Sigma P_{\text{заг}} = 1135 + 610 + 462 = 2207 \text{ кВт}.$$

Загальне навантаження на ТП

$$P_{\text{заг денне}} = \Sigma P_{\text{заг макс}} + \Delta P(\Sigma P_{\text{заг мин}}).$$

$$P_{\text{заг денне}} = 3152 + 1550 = 4675 \text{ кВт}.$$

$$P_{\text{заг вечірнє}} = \Sigma P_{\text{заг макс}} + \Delta P(\Sigma P_{\text{заг мин}}).$$

$$P_{\text{заг вечірнє}} = 2324 + 1360 = 3684 \text{ кВт}.$$

Зробивши розрахунок навантаження лінії 10 кВ на 2019 та 2029 роки, робимо висновок, що сумарне денне та вечірнє навантаження протягом десяти років будуть зростати:

- для денного максимуму

$$\text{з } 2452,5 \text{ кВт до } 4675 \text{ кВт}$$

- для вечірнього максимуму:

$$\text{з } 2304,8 \text{ кВт до } 3684 \text{ кВт}.$$

Це можна пояснити тим, що збільшується потужність існуючих споживачів та будуються нові об'єкти.

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Вибір проводів ЛЕП 10 кВ та розрахунок втрат напруги

4.1.1 Вибір проводів ЛЕП 10 кВ.

Вибір мінімального перетину провідників по нагріву струмом тривалого режиму, по термічній стійкості і механічній міцності, а також по допустимій втраті напруги приводять виходячи з технічних міркувань. Порівняння перетинів, вибраних по вказаних критеріях, визначає найбільше з них, по якому вибирається стандартне, при цьому не беруться до уваги економічні міркування, облік яких приводить до збільшення перетину провідника, а отже і капітальних вкладень [1].

Збільшення перетину провідників приводить до зменшення втрат електроенергії при її передачі і капітальні вкладення досить швидко окупаються за рахунок зниження втрат електроенергії. Критерієм вибору економічно доцільного перетину є мінімум приведених витрат.

Економічним називається перетин, відповідний мінімальному значенню приведених витрат. Економічні перетини можуть вибиратися по нормованим значенням економічної щільності струму або по економічних інтервалах навантаження

Переріз проводів лінії 10 кВ вибираємо по мінімуму приведених затрат (з використанням економічних інтервалів потужності) залежно від еквівалентної потужності S_e на ділянці лінії.

Еквівалентна потужність ділянки лінії 10 кВ S_e дорівнює

$$S_e = K_d \cdot S_m, \quad (4.1)$$

де S_m – максимальна потужність ділянки лінії (найбільша з розрахункових навантажень денного S_d або вечірнього S_e максимумів), кВ·А;

K_d – коефіцієнт, який враховує динаміку зростання навантаження;

$K_d = 0,7$ – для сільських мереж.[1]

Розрахункове денне S_d та вечірнє S_e навантаження знаходять, виходячи із загального денного P_d та вечірнього P_e навантажень і коефіцієнта потужності, користуючись формулами

$$S_d = \frac{P_{d,заг}}{\cos\varphi}; \quad (4.2)$$

$$S_e = \frac{P_{e,заг}}{\cos\varphi}. \quad (4.3)$$

Розрахунок по вибору перерізу проводів починаємо з головної ділянки лінії і одержані дані заносимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахунок по вибору перерізу проводів лінії 10 кВ

Ділянка лінії	Денне навантаження			Вечірнє навантаження			$S_m, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$S_e, \text{кВ}\cdot\text{А}$	Провід	
	$P_{вир}/P_{заг}$	$\cos\varphi$	$S_d, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$P_{вир}/P_{заг}$	$\cos\varphi$	$S_e, \text{кВ}\cdot\text{А}$			старий	новий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
л. ДВРЗ										
4-3	0	0,9	44,1	0	0,925	122,6	122,6	85,6	АС-25	АС-50
3-2	0	0,9	62,9	0	0,925	180,4	180,4	126,3	АС-35	АС-50
6-5	1	0,6	66,2	0	0,925	122,6	122,6	85,8	АС-25	АС-25
5-2	1	0,6	128,8	0	0,925	213,4	213,4	149,4	АС-35	АС-35
2-1	0,62	0,8	52,5	0	0,925	351,8	351,8	246,3	АС-35	АС-50
1-0	0,95	0,63	303,4	0,31	0,9	427,1	427,1	299,0	АС-35	АС-50
л. Ліски										
4-3	1	0,6	833,3	0	0,925	540,5	833,3	583,3	АС-35	АС-50
3-2	0,95	0,63	838,1	0	0,925	631,4	838,1	586,6	АС-35	АС-50
2-1	0,95	0,63	1504,8	0,38	0,88	942	1504,8	1053,3	АС-35	А-95

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5-1	0	0,9	44,1	0	0,925	122,6	122,6	30,8	АС-35	АС-50
1-0	0,92	0,66	2957,6	0,62	0,85	1662,4	3050	2070,3	АС-35	А-95
л. Княжичі										
5-4	0	0,9	44,1	0	0,925	122,6	122,6	85,8	АС-35	АС-50
4-3	0,75	0,75	149,3	0,34	0,89	168,5	168,5	118	АС-35	АС-50
3-2	0,93	0,65	435,4	0,23	0,91	326,3	435,4	304,8	АС-35	АС-50
7-6	0	0,9	112	0	0,925	311,4	311,4	218	АС-35	АС-50
6-2	0,81	0,725	544,9	0	0,925	588,1	588,1	411,7	АС-35	АС-50
2-1	0,94	0,64	1876,6	0,43	0,88	1165,9	1876,6	1313,6	АС-35	А-95
8-1	1	0,6	133,3	0	0,925	86,4	133,3	93,3	АС-35	АС-50
1-0	0,94	0,64	1969,5	0,41	0,885	1226,6	1969,5	1378,7	АС-35	А-95
л. Буківня										
3-2	1	0,6	350	1	0,725	173,8	350	245,0	АС-35	АС-35
2-1	1	0,6	1390,8	1	0,725	687,2	1390,8	973,6	АС-35	А-95
4-1	1	0,6	533,3	0	0,925	345,9	533,3	373,3	АС-35	АС-50
1-0	1	0,6	1809,2	0,66	0,84	891,9	1809,2	1266,4	АС-35	А-95
л. Водопарк										
3-2	0	0,9	44,1	0	0,925	122,6	122,6	85,8	АС-35	АС-35
5-2	1	0,6	875	1	0,725	434,5	875	612,5	АС-35	АС-50
2-1	0,96	0,63	1135,7	0,83	0,8	616,3	1135,7	795,0	АС-50	АС-50
4-1	0	0,9	44,1	0	0,925	122,6	122,6	85,8	АС-25	АС-35
1-0	0,92	0,66	1126,5	0,71	0,83	694	1126,5	788,6	АС-50	АС-50
л. ТзОВ «Інбудсервіс»										
3-2	0	0,9	44,1	0	0,925	122,6	122,6	85,8	АС-35	АС-35
7-6	1	0,6	533,3	0	0,925	345,9	533,3	373,3	АС-35	АС-50
6-2	0,92	0,66	527,3	0	0,925	435,7	527,3	369,1	АС-35	АС-50

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2-1	0,85	0,7	537,1	0	0,925	525,4	537,1	376,0	АС-50	АС-50
5-4	1	0,9	355,6	0	0,925	345,9	355,6	248,9	АС-35	АС-50
4-1	1	0,9	834,4	0	0,925	811,9	834,4	584,1	АС-35	АС-50
1-0	0,96	0,63	1660,3	0	0,925	1227	1660,3	1162,2	АС-50	А-95

4.1.2 Розрахунок втрат напруги.

Переріз проводів лінії 10 кВ, які вибрані за допомогою економічних інтервалів потужностей, потрібно перевірити на допустиму втрату напруги. При цьому фактична втрата напруги до найвіддаленішої точки у мережі не повинна перевищувати допустиму

$$\Delta U_{\phi} < U_{\text{доп.}} \quad (4.4)$$

Допустимі втрати напруги згідно з ДСТУ для силових мереж $\pm 5\%$. для мереж електричного освітлення підприємств та цивільних будівель - 2,5 ... + 5 %, тому, що електричний момент залежить від квадрату підведеної напруги і його зменшення нижче допустимого не забезпечує запуск механізмів, а в мережах освітлення зменшує світловий потік та освітленість на робочих місцях.

Розрахунок втрат напруги можна виконувати різними формулами. Якщо лінія по всій довжині має однаковий переріз та однакове розташування проводів та відстаней між ними втрата напруги

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (r_0 \cdot \sum I \cdot \cos \varphi \cdot L + x_0 \cdot \sum I \cdot \sin \varphi \cdot L) \quad (4.5)$$

де r_0 – активний опір провідників, Ом /км;

x_0 – реактивний опір провідників, Ом /км;

$\sum I$ – сума струмів розгалуженого кола, А;

L – довжина лінії в км.

Проводи та кабелі, як правило, виконуються з одного матеріалу та перерізу, і якщо лінія має однаковий $\cos \varphi$ всіх навантажень, то втрата напруги

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (4.6)$$

якщо $\cos \varphi < 1$ для споживачів, то у %

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_{ном} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \sum I \cdot L}. \quad (4.7)$$

Фактична втрата напруги на i - тій ділянці лінії (%) визначається за формулою

$$\Delta U_{\phi} = \left(\frac{P_i \cdot r_i}{U_n} + \frac{Q_i \cdot x_i}{U_n} \right) \cdot \frac{1}{10U_n}, \quad (4.8)$$

де P_i - розрахункова активна потужність ділянки лінії, $кВт$;

Q_i - розрахункова реактивна потужність ділянки лінії, $кВ \cdot Ар$;

r_i - активний опір ділянки лінії, $Ом$;

x_i - реактивний опір ділянки лінії, $Ом$;

U_n - номінальна напруга лінії;

А втрата напруги до будь-якого споживача визначають як суму втрат напруги на окремих, послідовно з'єднаних ділянках лінії від джерела живлення.

$$Q_i = \sqrt{S_m^2 - P_i^2}, \quad (4.9)$$

$$r_i = r_{0i} \cdot L_i, \quad (4.10)$$

$$x_i = x_{0i} \cdot L_i, \quad (4.11)$$

де L_i - довжина ділянки лінії, $км$;

r_{0i} - питомий активний опір провoda i -тої ділянки лінії, $Ом/км$;

x_{0i} - питомий реактивний опір провoda i -тої ділянки лінії, $Ом/км$.

Розрахунок втрат напруги наведений у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок втрат напруги

Ділянка	Довжина	P_i , кВт	Q_i , кВ·Ар	X_{oi} , Ом/ км	X_i , Ом	Старий провід				Новий провід			
						R_{oi} , Ом/ км	R_i , Ом	ΔU_i , %	$\Sigma \Delta U_i$, %	R_{oi} , Ом/ км	R_i , Ом	ΔU_i , %	$\Sigma \Delta U_i$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
л. ДВРЗ													
4-3	0,9	113,4	46,6	0,4	0,36	1,26	1,13	0,145	2,399	0,60	0,54	0,078	1,909
3-2	2,7	166,9	68,5	0,4	1,08	0,78	2,11	0,426	2,254	0,60	1,62	0,344	1,831
6-5	1,4	113,4	46,6	0,4	0,56	1,26	1,76	0,226	2,24	1,26	1,76	0,226	1,899
5-2	1,0	197,4	81,1	0,4	0,4	0,78	0,78	0,186	2,014	0,78	0,78	0,186	1,673
2-1	2,3	325,4	133,7	0,4	0,92	0,78	1,79	0,705	1,828	0,60	1,38	0,572	1,487
1-0	3,0	384,4	186,1	0,4	1,2	0,78	2,34	1,123	1,123	0,60	1,80	0,915	0,915
л. Ліски													
4-3	0,3	500	666,6	0,4	0,12	0,78	0,23	0,195	10,344	0,60	0,18	0,170	6,597
3-2	0,3	584	601,1	0,4	0,12	0,78	0,23	0,206	10,149	0,60	0,18	0,177	6,427
2-1	0,5	948	1168,6	0,4	0,2	0,78	0,39	0,603	9,943	0,31	0,16	0,385	6,250
5-1	0,2	113,4	46,6	0,4	0,08	0,78	0,16	0,022	9,362	0,60	0,12	0,017	5,882
1-0	3,8	1952	2343,5	0,4	1,52	0,78	2,96	9,340	9,340	0,31	1,18	5,865	5,865
л. Княжичі													
5-4	0,5	113,4	46,6	0,4	0,2	0,78	0,39	0,054	15,509	0,60	0,30	0,043	9,765
4-3	1,0	150	76,8	0,4	0,4	0,78	0,78	0,148	15,355	0,60	0,60	0,121	9,722
3-2	0,7	283	330,9	0,4	0,28	0,78	0,55	0,248	15,207	0,60	0,42	0,212	9,601
7-6	0,3	288	118,4	0,4	0,12	0,78	0,23	0,080	15,243	0,60	0,18	0,066	9,621
6-2	0,4	544	223,4	0,4	0,16	0,78	0,31	0,204	15,163	0,60	0,24	0,166	9,555
2-1	5,9	1201	1442,0	0,4	2,36	0,78	4,60	8,928	14,959	0,31	1,83	5,601	9,389
8-1	2,6	80	106,6	0,4	1,04	0,78	2,03	0,273	6,304	0,60	1,56	0,236	4,024
1-0	3,8	1260,5	1513,3	0,4	1,52	0,78	2,96	6,031	6,031	0,31	1,18	3,788	3,788

Продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
л. Буківня													
3-2	0,3	210	280,0	0,4	0,12	0,78	0,23	0,082	3,826	0,78	0,23	0,082	2,484
2-1	0,3	834,5	1112,6	0,4	0,12	0,78	0,23	0,325	3,744	0,31	0,09	0,209	2,402
4-1	0,9	320	426,6	0,4	0,36	0,78	0,70	0,378	3,797	0,60	0,54	0,326	2,519
1-0	2,4	1085,5	1447,4	0,4	0,96	0,78	1,87	3,419	3,419	0,31	0,74	2,193	2,193
л. Водопарк													
3-2	1,2	113,4	46,6	0,4	0,48	0,78	0,94	0,129	3,502	0,78	0,94	0,129	3,502
5-2	0,2	525	700,0	0,4	0,08	0,78	0,16	0,140	3,513	0,60	0,12	0,119	3,492
2-1	0,2	715,5	882,0	0,4	0,08	0,60	0,12	0,156	3,373	0,60	0,12	0,156	3,373
4-1	0,5	113,4	46,6	0,4	0,2	1,26	0,63	0,081	3,298	0,78	0,39	0,054	3,271
1-0	4,1	743,5	846,3	0,4	1,64	0,6	2,46	3,217	3,217	0,60	2,46	3,217	3,217
л. ТзОВ «Інбудсервіс»													
3-2	3,0	113,4	46,6	0,4	1,2	0,78	2,34	0,321	1,25	0,78	2,34	0,321	1,057
7-6	0,4	320	426,6	0,4	0,16	0,78	0,31	0,167	1,275	0,60	0,24	0,145	1,032
6-2	0,4	403	340,1	0,4	0,16	0,78	0,31	0,179	1,108	0,60	0,24	0,151	0,887
2-1	0,6	486	228,6	0,4	0,24	0,60	0,36	0,230	0,929	0,60	0,36	0,230	0,736
5-4	0,2	320	155,1	0,4	0,08	0,78	0,16	0,064	1,203	0,60	0,12	0,051	0,915
4-1	0,6	751	363,6	0,4	0,24	0,78	0,47	0,440	1,139	0,60	0,36	0,358	0,864
1-0	0,6	1135	1211,8	0,4	0,24	0,60	0,36	0,699	0,699	0,31	0,19	0,506	0,506

Визначаємо зниження втрат напруги у найвіддаленішого споживача після заміни проводів

$$\Delta = ((\Sigma\Delta U_{cm} - \Sigma\Delta U_n) / \Sigma\Delta U_{cm}) \cdot 100 \%, \quad (4.12)$$

де $\Sigma\Delta U_{cm}$ – сумарна втрата напруги у лінії до найвіддаленішого споживача із старими проводами;

$\Sigma \Delta U_n$ - сумарна втрата напруги у лінії до найвіддаленішого споживача із новими проводами.

л. ДВРЗ	$\Delta = ((2,399-1,909) / 2,399) \cdot 100\% = 20,4\%$.
л. Ліски	$\Delta = ((10,344-6,597) / 10,344) \cdot 100\% = 36,2\%$.
л. Княжичі	$\Delta = ((15,509-9,765) / 15,509) \cdot 100\% = 37,0\%$.
л. Буківня	$\Delta = ((3,826-2,484) / 3,826) \cdot 100\% = 35,7\%$.
л. Водопарк	$\Delta = ((3,513-3,492) / 3,513) \cdot 100\% = 0,6\%$.
л. ТзОВ «Інбудсервіс»	$\Delta = ((1,275-1,032) / 1,275) \cdot 100\% = 19,1\%$.

Аналіз вищенаведених розрахунків показує, що втрати напруги до найвіддаленішого споживача зменшаться, в середньому, на 25%.

4.2 Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах

4.2.1 Втрати електроенергії в лініях.

Щорічні втрати електроенергії в i -ій ділянці лінії визначаються за формулою

$$\Delta A_i = (P_{i\max}^2 / U_n^2) \cdot R_{oi} \cdot L_i \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}, \quad (4.13)$$

де $P_{i\max}$ – максимально встановлена денна або вечірня потужність на i -тій ділянці лінії, кВт ;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ ;

R_{oi} – питомий активний опір i -ї ділянки лінії, Ом/км ;

L_i – довжина ділянки лінії, км ;

τ – річне число годин втрат, год/рік . [1]

Таблиця 4.3 – Розрахунок втрат електроенергії

Ділянка	Довжина, L, км	Pм, кВт	τ , год/ рік	Старий провід				Новий провід			
				Roi, Ом/ км	Ri, Ом	ΔAi , кВт·год/ рік	$\Sigma \Delta Ai$, кВт·год/ рік	Roi, Ом/ км	Ri, Ом	ΔAi , кВт·год/ рік	$\Sigma \Delta Ai$, кВт·г од/рік
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
л. ДВРЗ											
4-3	0,9	113,4	1100	1,26	1,13	159,8	9115	0,60	0,54	76,4	6967,4
3-2	2,7	166,9	1100	0,78	2,11	646,5	8955,2	0,60	1,62	496,4	6891,2
6-5	1,4	113,4	1100	1,26	1,76	249,0	8892	1,26	1,76	249,0	6978,1
5-2	1,0	197,4	1100	0,78	0,78	334,3	8643	0,78	0,78	334,3	6729,1
2-1	2,3	325,4	1100	0,78	1,79	2084,9	8308,7	0,60	1,38	1607,3	6394,8
1-0	3,0	384,4	1800	0,78	2,34	6223,8	6223,8	0,60	1,80	4787,5	4787,5
л. Ліски											
4-3	0,3	500	1800	0,78	0,23	1035,0	211768,9	0,60	0,18	810,0	85434,2
3-2	0,3	584	1800	0,78	0,23	1412,0	210733,9	0,60	0,18	1105,0	84624,2
2-1	0,5	948	1800	0,78	0,39	6308,9	209321,9	0,31	0,16	2588,3	83519,2
5-1	0,2	113,4	1100	0,78	0,16	22,6	203035,6	0,60	0,12	17,0	80947,9
1-0	3,8	1952	1800	0,78	2,96	203013,0	203013,0	0,31	1,18	80930,9	80930,9
л. Княжичі											
5-4	0,5	113,4	1100	0,78	0,39	55,2	205249,3	0,60	0,30	42,4	82151
4-3	1,0	150	1800	0,78	0,78	315,9	205194,1	0,60	0,60	243,0	82108,6
3-2	0,7	283	1800	0,78	0,55	792,9	204878,2	0,60	0,42	605,5	81865,6
7-6	0,3	288	1100	0,78	0,23	209,8	205946,4	0,60	0,18	164,2	82702,7
6-2	0,4	544	1800	0,78	0,31	1651,3	205736,6	0,60	0,24	1278,4	82538,5
2-1	5,9	1201	1800	0,78	4,60	119430,8	204085,3	0,31	1,83	47512,7	81260,1
8-1	2,6	80	1800	0,78	2,03	233,9	84888,8	0,60	1,56	179,7	33927,1
1-0	3,8	1260,5	1800	0,78	2,96	84654,5	84654,5	0,31	1,18	33747,4	33747,4

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
л. Буківня											
3-2	0,3	210	1500	0,78	0,23	152,1	42216,5	0,78	0,23	152,1	16787,3
2-1	0,3	834,5	1500	0,78	0,23	2402,5	42064,4	0,31	0,09	940,1	16635,2
4-1	0,9	320	1800	0,78	0,70	1290,2	40952,1	0,60	0,54	995,3	16690,4
1-0	2,4	1085,5	1800	0,78	1,87	39661,9	39661,9	0,31	0,74	15695,1	15695,1
л. Водопарк											
3-2	1,2	113,4	1100	0,78	0,94	133,0	25716,4	0,78	0,94	133,0	25716,4
5-2	0,2	525	1500	0,78	0,16	661,5	26244,9	0,60	0,12	496,1	26079,5
2-1	0,2	715,5	1800	0,60	0,12	1105,8	25583,4	0,60	0,12	1105,8	25583,4
4-1	0,5	113,4	1100	1,26	0,63	89,1	24566,7	0,78	0,39	55,2	24532,8
1-0	4,1	743,5	1800	0,6	2,46	24477,6	24477,6	0,60	2,46	24477,6	24477,6
л. ТзОВ «Інбудсервіс»											
3-2	3,0	113,4	1100	0,78	2,34	331,0	10209,3	0,78	2,34	331,0	6267,3
7-6	0,4	320	1800	0,78	0,31	571,4	11355,9	0,60	0,24	442,4	7080,3
6-2	0,4	403	1800	0,78	0,31	906,2	10784,5	0,60	0,24	701,6	6637,9
2-1	0,6	486	1800	0,60	0,36	1530,6	9878,3	0,60	0,36	1530,6	5936,3
5-4	0,2	320	1800	0,78	0,16	294,9	13414	0,60	0,12	221,2	8281,6
4-1	0,6	751	1800	0,78	0,47	4771,4	13119,1	0,60	0,36	3654,7	8060,4
1-0	0,6	1135	1800	0,60	0,36	8347,7	8347,7	0,31	0,19	4405,7	4405,7

Зниження втрат електроенергії визначається за формулою

$$\Delta A_i\% = ((\Sigma \Delta A_{icm} - \Sigma \Delta A_{in}) / \Sigma \Delta A_{icm}) \cdot 100\%, \quad (4.14)$$

де $\Sigma \Delta A_{icm}$ – втрати електроенергії в i -й лінії зі старими проводами, (кВт·год)/рік;

$\Sigma \Delta A_{in}$ – втрати електроенергії в i -й лінії з новими проводами, (кВт·год)/рік.

л. ДВРЗ: $\Delta A_{ш}\% = ((9115 - 6967,4) / 9115) \cdot 100\% = 23,6\%$.

л. Ліски: $\Delta A_{д}\% = ((211768,9 - 85434,2) / 211768,9) \cdot 100\% = 59,7\%$.

л. Княжичі: $\Delta A_{п}\% = ((205946,4 - 82702,7) / 205946,4) \cdot 100\% = 59,8\%$.

л. Буківня: $\Delta A_{м}\% = ((42216,5 - 16787,3) / 42216,5) \cdot 100\% = 60,2\%$.

л. Водопарк: $\Delta A_{х}\% = ((26244,9 - 26079,5) / 26244,9) \cdot 100\% = 0,6\%$.

л. ТзОВ «Інбудсервіс»: $\Delta A_{в}\% = ((13414 - 8281,6) / 13414) \cdot 100\% = 38,3\%$.

Вищенаведені розрахунки показують, що середнє значення зниження втрат електроенергії, після заміни проводів в повітряних лініях, складає приблизно 40,4%.

4.2.2 Втрати потужності в силових трансформаторах.

Основними характеристиками, що визначають технічний рівень силових трансформаторів, є втрати електроенергії (холостого ходу та короткого замикання), матеріалоємність (витрата електротехнічної та конструкційної сталі, обмотувального проводу, електроізоляційних матеріалів, трансформаторного масла та ін.), якість виготовлення, надійність та зручність обслуговування в експлуатації.

Силові трансформатори встановлюють на головних знижувальних, на цехових і спеціальних підстанціях (перетворювальних, електропічних, зварювальних і ін. Втрати електроенергії в трансформаторах є немінучими, однак розмір їхній повинний бути доведений до можливого мінімуму шляхом правильного вибору потужності і числа силових трансформаторів, а також раціонального режиму їхньої роботи. Крім того, варто прагнути до зменшення втрат електроенергії шляхом виключення холостого ходу трансформаторів при малих завантаженнях. Цей захід має особливе значення при експлуатації цехових трансформаторів підприємств, що працюють в одну чи двох змін, а також у вихідні дні.

При установці n трансформаторів на підстанції економічний режим роботи визначається числом одночасно включених трансформаторів, які забезпечують мінімум втрат електроенергії. При цьому необхідно враховувати і втрати активної потужності, що виникають в системі електропостачання від генераторів електростанцій до трансформаторів із-за реактивної потужності, що споживається.

Втрати електроенергії в трансформаторах, $MВт \cdot год$

$$\Delta E = \Delta P_{тр.нав.} \cdot \tau + \Delta P_x \cdot T, \quad (4.15)$$

де $\Delta P_{тр.нав.}$ - втрати навантажень активної потужності в трансформаторі, $MВт \cdot год$;

τ - час максимальних втрат, $год$;

ΔP_x - номінальні втрати холостого ходу трансформатора, $MВт$;

T - час роботи трансформатора, $год$ (при роботі круглий рік приймається $T = 8760 год$).

$$\Delta P_{тр.нав.} = \frac{S_{розрах.}^2}{U_{ВН}^2} \cdot R_{тр.}, \quad (4.16)$$

де $S_{розрах.}$ - фактична потужність, що протікає по трансформатору, $MВ \cdot А$;

$U_{ВН}$ - номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, $кВ$;

$R_{тр}$ - активний опір трансформатора, $Ом$.

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{к} U_{ВН}^2}{S_{ном}^2}, \quad (4.17)$$

де $\Delta P_{к}$ - номінальні втрати к.з. трансформатора, $MВт$;

$S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора, $MВ \cdot А$.

$$\Delta E = \Delta P_{\kappa} \cdot \left(\frac{S_{\text{розрах.}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot T. \quad (4.18)$$

Втрати електроенергії в групі однакових паралельно включених трансформаторів

$$\Delta E = \Delta P_{\kappa} \cdot \left(\frac{S_{\text{розрах.}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot T \quad (4.19)$$

де n - число трансформаторів в групі.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \text{ (год.)} \quad (4.20)$$

де T_{max} - число годин використання максимуму, год. в рік.

$$T_{\text{max}} = \frac{P_1 t_1 + P_2 t_2 + \dots + P_n t_n}{P_{\text{max}}} \cdot 365 \quad (4.21)$$

де P_1, P_2, \dots, P_n - значення потужностей за відповідні періоди часу t_1, t_2, \dots, t_n ;

P_{max} - максимальне значення потужності за добу (з графіку навантажень).

Втрати електроенергії в триобмоткових трансформаторах і трансформаторах з розщепленою обмоткою, $MBm \cdot \text{год}$.

$$\Delta E = \frac{\Delta P_{\kappa}}{2S_{\text{ном}}^2} \cdot (S_B^2 + S_C^2 + S_H^2) \cdot \tau + \Delta P_x \cdot T, \quad (4.22)$$

де S_B, S_C, S_H - фактичні потужності, що протікають відповідно по обмотці високої, середньої і низької напруги, $MB \cdot A$.

Втрати електроенергії в групі однакових паралельно включених трансформаторів, $MВт \cdot год$.

$$\Delta E = \frac{\Delta P_{\kappa}}{2S_{ном}^2} \cdot (S_B^2 \tau_B + S_C^2 \tau_C + S_H^2 \tau_H) + n \cdot \Delta P_x \cdot T, \quad (4.23)$$

де n - число трансформаторів в групі.

Розрахункове повне навантаження для вибору силового трансформатора приймаємо, виходячи із умови

$$S_{роз} = 1,15 \cdot S, \quad (4.24)$$

де 1,15 – коефіцієнт, що враховує втрату потужності на транспортування електричної енергії [1];

S - найбільша із повних потужностей;

$$S = P_{заг.б.} / \cos \varphi, \quad (4.25)$$

де $P_{заг.б.}$ – найбільша із потужностей денного або вечірнього навантаження ($P_{заг.б.} = 4675 \text{ кВт}$);

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності .

Приймаємо $\cos \varphi$ для денного навантаження рівним 0,8.

$$S = 4675 / 0,8 = 5843,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{роз} = 1,15 \cdot 5843,8 = 6720,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Згідно завдання район електричних мереж охоплює частину споживачів населених пунктів у зоні районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ. На підстанції 35/10 кВ встановлено два трансформатори – ТМН–2500.

При розгляді розвитку електричних мереж з перспективою на 10 років видно, що існуюча підстанція не забезпечить передачу потужності і достатньої якості електричної енергії.

З попередніх результатів розрахунку повне навантаження для вибору силового трансформатора складає

$$S_{роз} = 6720,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Тому приймається рішення про заміну одного існуючого трансформатора ТМН–2500 на новий потужніший ТМН–4000, інший ТМН–2500 існуючий. Вони розраховані на паралельну роботу.

Визначаємо потужність навантаження обох трансформаторів зі співвідношень:

для ТМН–4000:

$$4000 \text{ кВ}\cdot\text{А} - 6500 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_m - 6720,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_m = (6720,3 \cdot 4000) / 6500 = 4135,6 \text{ кВА}$$

для ТМН–2500:

$$2500 \text{ кВ}\cdot\text{А} - 6500 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_m - 6720,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_m = (2500 \cdot 6720,3) / 6500 = 2584,7 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Технічні дані трансформаторів подані у таблиці 4.4 [3].

Повна потужність РТП, яка є і потужністю навантаження трансформатора:

$$S_{роз} = S_m = 1,15 \cdot P_{заг.б.} / \cos \varphi; \quad (4.26)$$

$$S_{роз} = S_m = 1,15 \cdot 2452,5 / 0,8 = 3525,5 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження нових трансформаторів в нормальному режимі за формулою

$$k_z = \frac{S_m}{S_{Тном}}, \quad (4.27)$$

де S_m - потужність навантаження трансформатора, $\text{кВ}\cdot\text{А}$;

$S_{Тном}$ - номінальна потужність трансформатора, $\text{кВ}\cdot\text{А}$.

Таблиця 4.4 – Технічні дані нових трансформаторів

Тип	Потужність S_n , кВ·А	Номинальна напряга обмоток, кВ		ΔP_{xx} , Вт	$\Delta P_{кз}$, Вт	$U_{кз}$, %	I_{xx} , %
		ВН	НН				
ТМН-4000/35	4000	35	11	6,7	33,5	7,5	1,0
ТМН-2500/35	2500	35	11	5,1	25	6,5	1,1

для ТМН–4000:

$$k_3 = \frac{4135,6}{4000} = 1,03$$

для ТМН–2500:

$$k_3 = \frac{2584,7}{2500} = 1,03$$

Отже, в нормальному режимі трансформатори не перевантажені.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформатора в післяаварійному режимі, тобто коли один трансформатор відключений

$$k_3^{ав} = \frac{S_{роз.}}{S_{ТНОМ}} \quad (4.28)$$

для ТМН–4000:

$$k_3^{ав} = \frac{6720,3}{4000} = 1,68$$

для ТМН–2500:

$$k_3^{ав} = \frac{6720,3}{2500} = 2,69$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора в післяаварійному режимі перевищує встановлену норму 1,5.

Втрати потужності в трансформаторах розраховують за формулою

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot (S_M / S_n)^2 \quad (4.29)$$

Для нових трансформаторів:

$$\Delta P_{2500} = 5,1 + 25 \cdot (2584,7 / 2500)^2 = 31,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{4000} = 6,7 + 33,5 \cdot (4135,6 / 4000)^2 = 42,5 \text{ кВт}.$$

Для старих трансформаторів:

$$\Delta P_{2500} = 5,1 + 25 \cdot (3525,5 / 2500)^2 = 54,8 \text{ кВт}.$$

Коефіцієнт втрат потужності в трансформаторі визначається за формулою

$$K_{втр} = \Delta P / S_m, \quad (4.30)$$

і показує долю втрат потужності на 1 кВт максимальної потужності навантаження трансформатора РТП.

Для нових трансформаторів:

$$K_{втр2500} = 31,8 / 2584,7 = 0,012;$$

$$K_{втр4000} = 42,5 / 4135,6 = 0,010.$$

Для старих трансформаторів:

$$K_{втр2500} = 54,8 / 3525,5 = 0,016.$$

Заміною трансформаторів ми збільшили пропускну здатність ліній. Зменшився коефіцієнт втрат потужності трансформаторів з 0,016 до 0,012 та 0,010.

4.3 Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації реактивної потужності

За значеннями потужностей конденсаторних установок (табл. 4.5) вибираємо батареї конденсаторів і заносимо їхні характеристики в таблицю 4.6.

Таблиця 4.5 – Потужності конденсаторних установок на ТП 10/0,4

№ ТП	146	112	180	147	113
Q_m	187,5	30,5	255,0	510,1	30,5
$Q_{ку}$	113	18	150	300	18

Таблиця 4.6 – Технічні характеристики конденсаторних установок [3]

Тип установки	Номінальна потужність, $кВ \cdot Ар$	Номінальна ємність, $мкФ$	Вид виконання	Висота, $мм$	Маса, $кг$
КМ-0,38-13	13	286	3-фазне чи 1-фазне	408	26
КС-0,38-18	18	397	3-фазне чи 1-фазне	408	28
КС-0,38-50	25	551	3-фазне чи 1-фазне	408	28

Розрахунок починається з визначення параметрів лінії електропередачі. Вибираємо повітряну лінію Ліски. Необхідно вибрати потужність конденсаторних установок з оптимальним рівнем компенсації $0,6 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}/\text{кВт}$.

Для цього потрібно знати реактивну потужність, що виділяється на РТП 10/0,4 кВ

$$Q_M = \sqrt{S_M^2 - P_M^2}, \text{ кВ} \cdot \text{Ар}, \quad (4.31)$$

де S_M - максимальна повна потужність, $кВ \cdot А$;

P_M - максимальна активна потужність, $кВт$.

$$S_M = \frac{P_M}{\cos\varphi}, \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.32)$$

Коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ для споживчих трансформаторних підстанцій вибираємо в залежності від характеру навантаження.

Значення потужностей конденсаторних установок у таблиці 4.5.

Втрати електричної енергії до компенсації реактивної потужності розраховуються за формулою [1]

$$\Delta A_{i1} = (P_i^2 + Q_i^2) / U_n^2 \cdot R_i \cdot \tau \cdot 10^3, \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}, \quad (4.33)$$

Втрати електричної енергії після компенсації реактивної потужності компенсації [1]

$$\Delta A_{i2} = (P_i^2 + (Q_i - Q_{кy})^2) / U_n^2 \cdot R_i \cdot \tau \cdot 10^3, \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}, \quad (4.34)$$

де Q_i – реактивна потужність i -тої ділянки лінії, $кВ \cdot Ар$;

$Q_{кy}$ – потужність конденсаторної установки, $кВ \cdot Ар$;

P_i – активна потужність i -тої ділянки лінії, $кВт$;

U_n – номінальна напруга мережі, $кВ$;

R_i – активний опір i -тої ділянки лінії, $Ом$;

τ – річне число годин втрат, $год/рік$.

Отримані результати заносимо в таблицю 4.7

Таблиця 4.7 – Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації

Ділянка	R_i Ом	τ год/рік	S_i кВ·А	P_i кВт	Q_i кВ·Ар	$Q_{из}$ кВ·Ар	ΔA_{i1} кВт·год/ рік	$\Sigma \Delta A_{i1}$ кВт·год/ рік	ΔA_{i2} кВт·год/ рік	$\Sigma \Delta A_{i2}$ кВт·год/ рік
4-3	0,23	1800	833,3	500	666,6	113	2874,6	517301,3	2203,8	381529,2
3-2	0,23	1800	838,1	584	601,1	131	2907,8	514426,7	2326,9	379325,4
2-1	0,39	1800	1504,8	948	1168,6	281	15895,6	511518,9	11839,5	376998,5
5-1	0,16	1100	122,6	113,4	46,6	18	26,5	495649,8	24,0	365183,0
1-0	2,96	1800	3050	1952	2343,5	599	495623,3	495623,3	365159,0	365159,0

Зниження втрат електричної енергії після компенсації :

$$\Delta = (\Sigma \Delta A_{i1} - \Sigma \Delta A_{i2}) / \Sigma \Delta A_{i1} \cdot 100\%. \quad (4.35)$$

$$\Delta = (517301,3 - 381529,2) / 517301,3 \cdot 100\% = 26,2\%$$

Розрахунки показали, що з використанням пристроїв для компенсації реактивної потужності втрати електричної енергії в лінії Ліски знизились на 26,2%.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Структурна схема керування процесом визначення місця пошкодження

Пропонується комбінована система ВМП на основі сумісного використання вдосконаленого дистанційного методу із використанням розробленого фіксуючого омметра, методу послідовного ділення мережі із оптимізованою послідовністю перевірок та пристрою топографічного визначення пошкодженого елемента при ОЗЗ.

Дистанційний метод ВМП і метод послідовного ділення мережі складають основу комбінованої системи ВМП. Однак для підвищення автоматизації даного процесу необхідним є створення інтегрованої вимірювально-інформаційної системи (ВІС) керування процесом ВМП. Система ВМП повинна бути інтегрованою із базою даних моніторингу подій та інформацією про параметри СЕП (рис. 5.1).

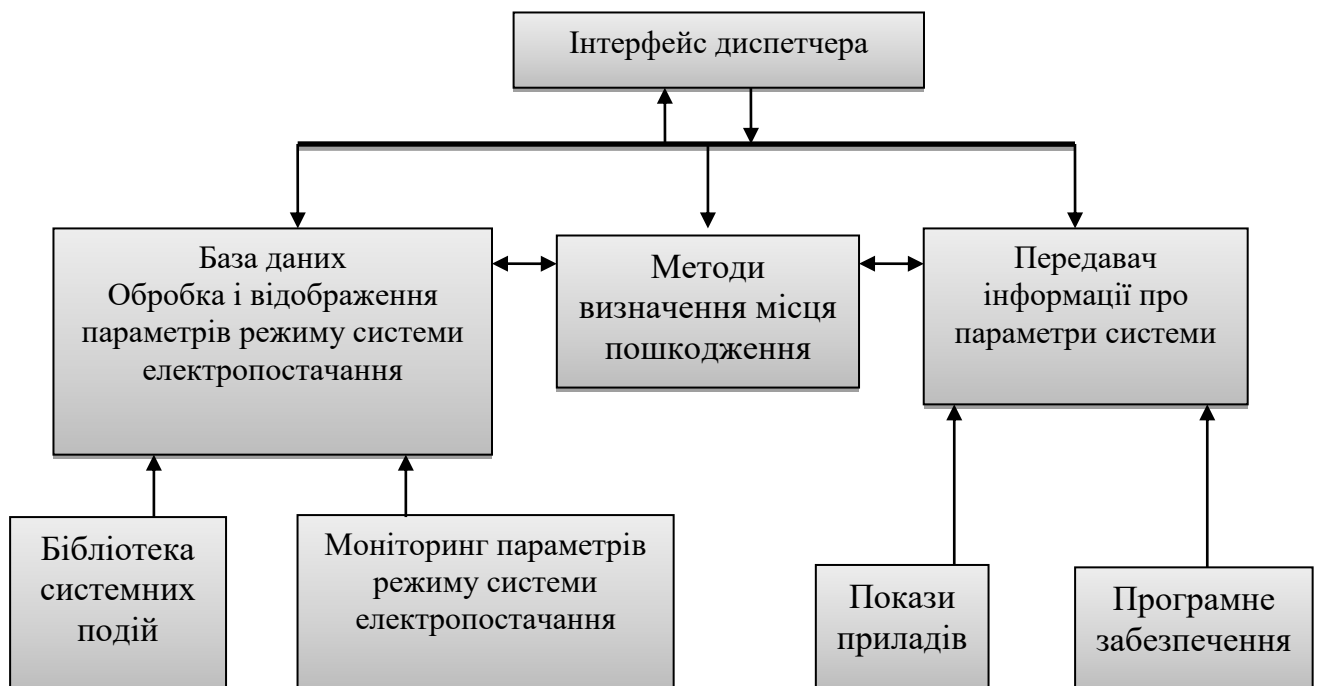


Рисунок 5.1 – Структурна схема вимірювально-інформаційної системи ВМП

Уся інформація повинна бути пов'язана між собою і представлена диспетчеру. Для правильного і своєчасного використання дані про події, що виникають в СЕП повинні ставати доступними для диспетчера на протязі лічених хвилин.

Як видно із структурної схеми ВІС, для її правильного функціонування вона повинна містити первинні вимірювальні перетворювачі, засоби електровимірювальної техніки, централізований процесор (ЦП) та засоби, що будуть з'єднувати між собою елементи ВІС та ЦП.

Облаштування ЦП в контрольно-вимірювальну систему дозволяє виключити суб'єктивну складову похибки, що виникає в процесі ВМП.

Централізований процесор на базі ЕОМ обробляє інформацію про параметри режиму, первинні параметри ЛЕП, історію системних подій. На основі проведеного аналізу ЦП формує на пристроях індикації інформацію про можливу зону виникнення пошкодження або побудований умовний алгоритм оптимальної послідовності операцій за методом послідовного ділення мережі.

Для виконання задачі ВМП найбільш доцільним є використання централізованого способу керування процесом із магістральною структурою самої системи.

Пропонується інтегрована система, що представляє собою сукупність засобів вимірювання параметрів передаварійного та аварійного режимів і обчислення відстані до місця пошкодження на основі сумісного використання дистанційного методу ВМП та оптимізованого алгоритму пошуку пошкодженої ділянки методом послідовного ділення мережі. Для визначення місця пошкодження на виділеній ділянці пошкодженого фідеру РМ 6-35 кВ використовуються топографічні методи [2].

Напряв автоматизації визначення відстані до місця пошкодження ґрунтується на принципі вимірювання і фіксації реактивної складової напруги петлі к. з. (U_p) на шинах підстанції, а на кожному приєднанні до шин підстанції різниці струмів в момент виникнення к. з. ($I_{к.з.}$) і прогнозу або вимірювання навантаження n споживчих ТП (I_{ni}) до моменту виникнення к. з. Визначення відстані до місця к. з. здійснюється портативним переносним пристроєм на вхід

якого подаються значення зафіксованих струму і напруги та який реалізує алгоритм.

$$L_B = \frac{U_p}{x_H \left| I_{к.з.} - \sum_{i=1}^n I_{ni} \right|} \quad (5.1)$$

Проведемо аналіз джерел похибок, що можуть виникати в процесі вимірювання та фіксації параметрів, що входять до складу рівняння. При оптимальному проектуванні пристроїв та застосуванні точної витримки часу і необхідної швидкодії елементів на інтегральних схемах, можливим стає зведення похибок до малих значень.

Вимірювальний омметр спрацьовує за час між виникненням к. з. та відключенням лінії релейним захистом і автоматикою. Для РМ 6-35 кВ цей час не перевищує 0,1 с. Як було показано, витримка часу для відлаштування від аперіодичної складової струму аварійного режиму в перехідному процесі повинна становити від 0,005 с. Дана тривалість згасання перехідного процесу майже виключає можливість насичення осердь вимірювальних трансформаторів струму, і виникнення значної динамічної похибки.

Аналіз, щодо існуючих методів перетворення вимірюваної величини [5] показав, що найбільш швидкодіючими є методи динамічного урівноваження, подвійного інтегрування і стробування. Для них квазірівновага досягається за час еквівалентний одному періоду зміни напруги для методів стробування і декільком періодам зміни напруги для інших перелічених методів.

При використанні перетворювачів прямої дії (ППД) швидкодія пристрою визначається лише перехідним процесом в блоках функціонального перетворення (детектування фази, повертання фази, ділення постійних напруг). Використання таких перетворювачів дозволяє зробити конструкцію пристрою досить простою і наглядною. Окрім цього, відносна похибка ППД становить десяті долі відсотка при прийнятій достатній точності фіксаторів опору в 4-5%. Таким чином, даний клас перетворювачів може бути використаний в конструкції фіксуємого омметра.

Похибки перетворювачів сигналу зумовлюються статичними та динамічними характеристиками імпульсних пристроїв, що входять до їх складу. Так в перетворювачах типу індуктивність – інтервал часу застосовують детектори нульового рівня, пристрої порівняння, компаратори, тригери, схеми керування ключами, формувачі прямокутних імпульсів. Серед усіх перетворювачів, найменшу сукупну похибку має перетворювач динамічного урівноваження.

Існування режиму ОЗЗ в РМ 6-35 кВ характеризується наявністю вищих гармонійних складових. Даний тип перешкод спотворює сигнал перетворювача індуктивність – інтервал часу, так як миттєве значення напруги (струму), за якою визначається значення комплексного опору в визначений момент часу не відповідає значенням синфазної U_{mcc} і квадратурної U_{mkk} складових. Цей недолік можливо частково усунути завдяки використанню додаткових фільтрів або перетворювача двотактного аналогового або цифрового інтегрування інтегрування, що є принципово не чутливим до струмів та напруг підвищених частот.

Для реалізації логометричного принципу перетворення в схемах перетворення використовують джерело опорної напруги (ДОН). Такі джерела забезпечують перетворення змінного струму в постійний з деяким коефіцієнтом перетворення. Крім забезпечення лінійності перетворення і стабільності ДОН повинні мати відповідні динамічні характеристики при зміні перетворюваної напруги (струму).

Основні похибки вимірювальних приладів складаються з похибок квантування та дискретизації [7]. Вони визначаються періодом дискретизації, заданою частотою квантування, наявністю чи відсутністю синхронізації моменту запуску генератора імпульсів. При достатньо великій частоті імпульсів може бути незначною.

Конструкція генераторів лінійно змінної напруги достатньо вивчені і удосконалені на даний момент часу, їх похибки зведені до мінімальних значень. Високі вимоги висуваються і до таких необхідних складових інтеграторів, як комутуючі елементи (швидкодія, напруга зупинки). Дослідження показали, що

найбільш оптимальним рішенням може бути використання окремих швидкодіючих комутаторних мікросхем.

У вимірювальних пристроях налаштованих на вимірювання параметрів режиму в окремих фазах виникає похибка пов'язана із зсувом кутів вимірюваних величин одне відносно одної. В таких пристроях особливе значення має точність схеми ділення постійних напруг. Найбільшу точність мають дільники напруги на основі електронних аналогових схем. Для реалізації функції ділення існують три основні способи: метод зворотної функції за допомогою підсилювача з глибоким зворотнім струмовим зв'язком і множення, зміною масштабного коефіцієнта, логарифмування та анти логарифмування. Дільники, що працюють за даними принципами похибка має рівень 0,2 % при динамічному діапазоні 100...1.

Таким чином, аналіз показав, що для побудови схем фіксуєчого омметра для ВМП оптимальними є методи засновані на використанні фазового детектування з наступним функціональним перетворенням, методи двотактного інтегрування і динамічного урівноваження.

5.2 Побудова функціональної схеми основного блоку пристрою визначення пошкодження

Пропонується схема омметра [8], в якому змінена традиційна структура пристрою за рахунок поділу його на дві функціонально незалежні частини. Основний блок має вимірювальні і фіксуєчі елементи, що визначають параметри для обчислення. Додатковий блок здійснює операцію обчислення і індикацію відстані до місця пошкодження. Основний блок є стаціонарним і монтується в комірках комплектного розподільного пристрою підстанції, а додатковий (обчислювально-індикаторний) використовується оперативним персоналом тільки для обчислення відстані до місця пошкодження. Один такий обчислювально-індикаторний блок може обслуговувати всі основні блоки. Це дозволяє суттєво спростити пристрій і підвищити надійність його роботи. Така структура надає пристрою властивість універсальності, оскільки існує можливість влаштування його на вводі підстанції, або на кожному окремому

приєднанні. Влаштування основного блоку на вводі доцільно в разі невеликого навантаження на підстанцію, а індивідуальний контроль кожного приєднання – в разі великих струмів навантаження.

Функціональна схема основного блоку зображена на рис. 5.2. Основний блок має два вимірювальних канали: струму і напруги. До складу каналу струму входять давачі струму, об лаштовані в фазах А і С, вхідні пристрої ВП_А, ВП_С, активні фільтри АФ, вибирач пошкоджених фаз ВПФ, що формує керуючий сигнал на комутатор струму КІ і напруги КУ в залежності від виду міжфазного к. з. Комутатор струму вибирає і формує одну із трьох можливих різниць струмів. Струм фази В визначається шляхом додавання струмів у фазах А і С. Комутатор напруги із трьох поданих на вхід фазних напруг під керуванням ВПФ вибирає та формує на двох виходах напругу між пошкодженими фазами. Вихідний сигнал КІ потрапляє на вхід пристрою вибирання і зберігання ПВЗ аналогових сигналів, при цьому ПВЗ1 вимірює і запам'ятовує значення струму до аварійного режиму, а ПВЗ2 – аварійного. Керуючі сигнали для роботи ПВЗ1, ПВЗ2 в режимі вибирання надходять від формувача стробуючих імпульсів ФСІ. Виміряна в різні моменти часу різниця фазних струмів використовується як керуючий сигнал для ФСІ і блока реактивної складової напруги БРН. Крім виділення реактивної складової цей пристрій здійснює тривале зберігання результату вимірювання, блок БІ здійснює тривале зберігання величин струму навантаження мережі I_n і струму аварійного режиму I_a .

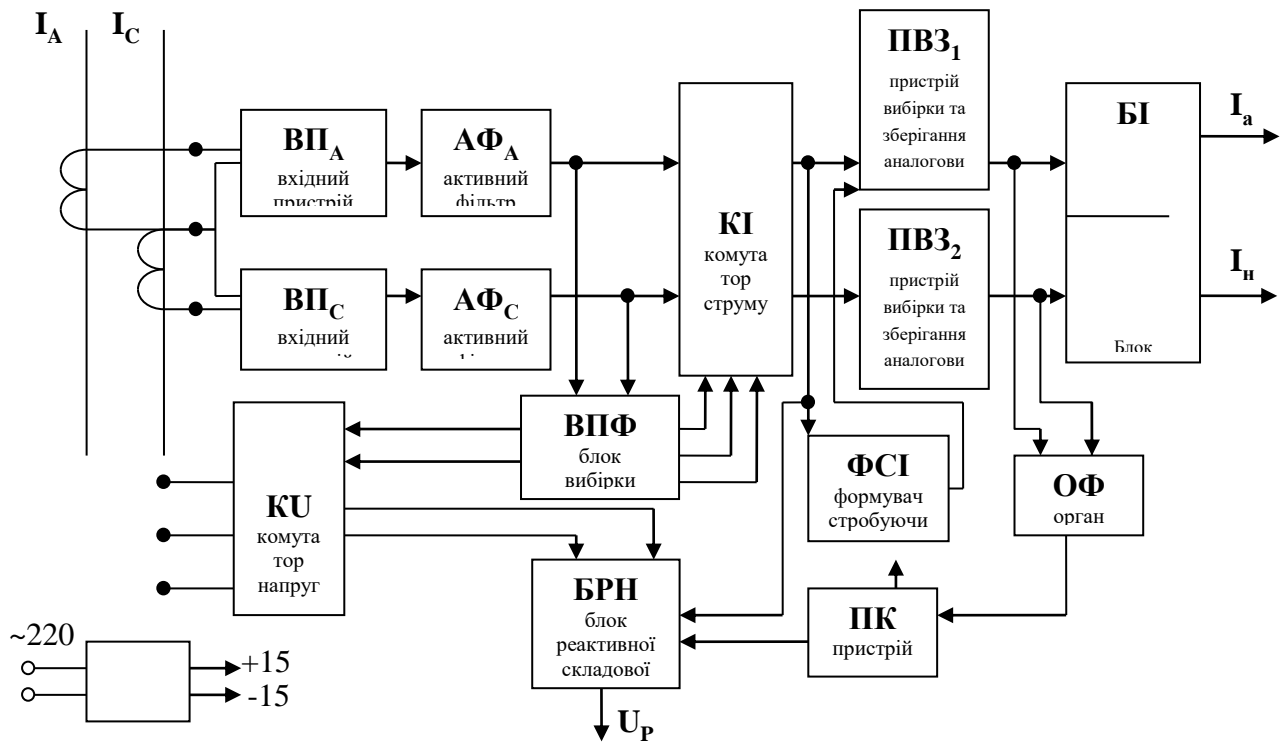


Рисунок 5.2 – Функціональна схема основного блоку фіксуючого омметра

Пристрій керування ПК синхронізує роботу окремих блоків струму, напруги і переводять фіксуючий омметр в той чи інший режим роботи. Це відбувається під дією керувальних сигналів від органа фіксації ОФ і блок-контактів вимикача приєднання. Різниця струмів аварійного і нормального режимів запам'ятовуються пристроєм довгого зберігання ПДЗ.

Основний блок може знаходитись в одному із декількох режимів роботи: – нормальному або доаварійному, в цей час вимірюють відповідний струм фіксації, при якому запам'ятовується струм доаварійного режиму, а потім вимірюється струм аварійного режиму і реактивна складова напруги; – зберігання цих величин; – довгого зберігання, що виникає під час відключення лінії в результаті к. з. Із останнього режиму основний блок виводиться оперативним персоналом.

Для підвищення автоматизації процесу ВМП на основі сумісного використання дистанційного методу та методу послідовного ділення мережі

(динамічних і статичних характеристик об'єкта) запропонована інтегрована вимірювально-інформаційна система керування процесом ВМП.

В запропонованому пристрої змінена традиційна структура за рахунок розділу пристрою на два функціонально незалежних пристрої. Основний блок забезпечує вимірювання та фіксацію параметрів, що необхідні для розрахунку відстані до місця пошкодження та встановлюється в комірках комплектного розподільного пристрою. Додатковий блок (обчислювально-індикаційний) являє собою ЕОМ на базі ноутбука із аналого-цифровим перетворювачем є мобільним та використовується для зчитування даних з вимірювального блоку через USB. Така структура спрощує конструкцію пристрою та надає йому властивість універсальності, оскільки він може бути встановлений на вводі підстанції або на кожному окремому приєднанні.

Ноутбук із аналого-цифровим перетворювачем призначений для читання зафіксованої основним блоком омметра інформації у вигляді напруги на заряджених ємностях зберігання. При цьому здійснюється операція ділення. Результат – реактивний опір, який прямо пропорційний відстані до місця к. з., перетворюється в цифровий код і відображається на моніторі ноутбука.

Обладнання шин підстанції 10-35 кВ дистанційним вимірювачем і використання програми розрахунку відстані до місця пошкодження призводить до зменшення часу пошуку пошкодженої ділянки на лінії в 1,1-1,4 рази

$$\Delta t_{\text{ПК}} = t_{\text{ПК}} - t_{\text{ПК}}^{\text{ог}} = C_{\text{Е}} \cdot L \cdot \Delta E_n^{\text{ог}}, \quad (5.2)$$

де $t_{\text{ПК}}$ – час пошуку пошкодженої ділянки при послідовному обході мережі; $t_{\text{ПК}}^{\text{ог}}$ – час пошуку пошкодженої ділянки з врахуванням використання дистанційного вимірювача і програми розрахунку відстані до місця пошкодження; $C_{\text{Е}}$ – постійна, яка відображає усереднені умови оперативного обслуговування мережі, що розглядається; $\Delta E_n^{\text{ог}}$ – коефіцієнт, що відображає зміну кількості переїздів ОВБ при пошуку пошкоджень за рахунок використання дистанційного вимірювача; L – довжина лінії, що розглядається.

5.3 Структурна схема вимірювально-обчислювальної системи

Ноутбук із аналого-цифровим перетворювачем (рис. 5.3) призначений для читання зафіксованої основним блоком омметра інформації у вигляді напруги на заряджених ємностях зберігання. При цьому здійснюється операція ділення. Результат – реактивний опір, який прямо пропорційний відстані до місця к. з., перетворюється в цифровий код і відображається на моніторі ноутбуку.

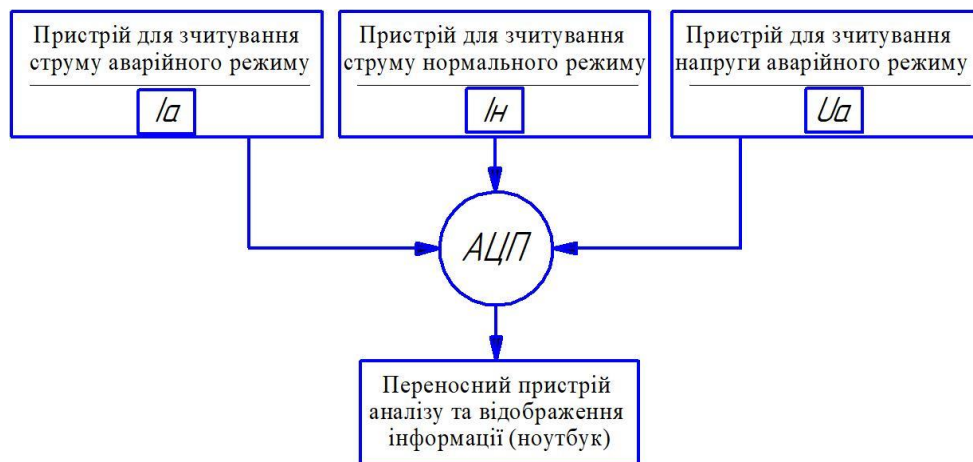


Рисунок 5.3 – Структурна схема вимірювально-обчислювальної системи: 1 – пристрій для зчитування струму аварійного режиму; 2 – пристрій для зчитування струму нормального режиму; 3 – пристрій для зчитування напруги аварійного режиму; 4 – аналого-цифровий перетворювач; 5 – переносний ноутбук для визначення відстані до місця пошкодження.

Пристрій забезпечує довгострокове зберігання інформації на ємностях. Дійсно, з часом виникає вільний розряд ємностей, при цьому зафіксовані напруги змінюються по експоненційному закону. Але відношення цих напруг

$$\alpha(t) = (U_1 e^{-t/t_p}) / (U_2 e^{-t/t_p}) \quad (5.3)$$

залишається незмінним, за умови що постійні часу однакові.

Ноутбук підключають до основного блоку за допомогою роз'ємів та шини Universal Series Bus (USB).

На рис. 5.3 зображена структурна схема системи, що реалізує дистанційний принцип ВМП на базі стаціонарного блоку фіксуючого омметра [8], мікропроцесору та інтерфейсу персонального комп'ютеру (ПК)..

Ключовим елементом системи є аналого-цифровий перетворювач вхідного сигналу (АЦП), завдяки якому реалізовано зв'язок первинних вимірювальних перетворювачів із ПК. Сучасні плати АЦП можуть бути як зовнішніми, так і вбудованими в ПК. Більшість таких перетворювачів мають можливості завантаження в плати програм користувача, що дозволяє виконувати обробку сигналів та видачу команд керування без використання ресурсів центрального процесора, однак, більша частина збору даних вирішується на рівні ПК із використанням драйверів у середовищах Delphi, C++ та ін.

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Розрахунок вартості річних втрат електроенергії в лініях 10 кВ

Щорічні втрати електричної енергії в i -ій ділянці лінії визначаються як :

$$\Delta A_i = (P_{i\max}^2 / U_n^2) \cdot R_{oi} \cdot L_i \cdot \tau \cdot 10^3, \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}, \quad (6.1)$$

де $P_{i\max}$ – максимально встановлена денна або вечірня потужність на i -тій ділянці лінії, кВт;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ;

R_{oi} – питомий активний опір i -ї ділянки лінії, Ом/км;

L_i – довжина ділянки лінії, км;

τ – річне число годин втрат, год/рік.

Таблиця 6.1 – Розрахунок втрат електроенергії

Ділянка	Довжина, L , км	P_m , кВт	τ , год/ рік	Старий провід				Новий провід			
				R_{oi} , Ом/ км	R_i , Ом	ΔA_i , кВт·год/ рік	$\Sigma \Delta A_i$, кВт·год/ рік	R_{oi} , Ом/ км	R_i , Ом	ΔA_i , кВт·год/ рік	$\Sigma \Delta A_i$, кВт·год/ рік
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
л. ДВРЗ											
4-3	0,9	113,4	1100	1,26	1,13	159,8	9115	0,60	0,54	76,4	6967,4
5-2	1,0	197,4	1100	0,78	0,78	334,3	8643	0,78	0,78	334,3	6729,1
3-2	2,7	166,9	1100	0,78	2,11	646,5	8955,2	0,60	1,62	496,4	6891,2
6-5	1,4	113,4	1100	1,26	1,76	249,0	8892	1,26	1,76	249,0	6978,1

Продовження таблиці 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2-1	2,3	325,4	1100	0,78	1,79	2084,9	8308,7	0,60	1,38	1607,3	6394,8
1-0	3,0	384,4	1800	0,78	2,34	6223,8	6223,8	0,60	1,80	4787,5	4787,5
л. Ліски											
4-3	0,3	500	1800	0,78	0,23	1035,0	211768,9	0,60	0,18	810,0	85434,2
3-2	0,3	584	1800	0,78	0,23	1412,0	210733,9	0,60	0,18	1105,0	84624,2
2-1	0,5	948	1800	0,78	0,39	6308,9	209321,9	0,31	0,16	2588,3	83519,2
5-1	0,2	113,4	1100	0,78	0,16	22,6	203035,6	0,60	0,12	17,0	80947,9
1-0	3,8	1952	1800	0,78	2,96	203013,0	203013,0	0,31	1,18	80930,9	80930,9
л. Княжичі											
5-4	0,5	113,4	1100	0,78	0,39	55,2	205249,3	0,60	0,30	42,4	82151
4-3	1,0	150	1800	0,78	0,78	315,9	205194,1	0,60	0,60	243,0	82108,6
3-2	0,7	283	1800	0,78	0,55	792,9	204878,2	0,60	0,42	605,5	81865,6
7-6	0,3	288	1100	0,78	0,23	209,8	205946,4	0,60	0,18	164,2	82702,7
6-2	0,4	544	1800	0,78	0,31	1651,3	205736,6	0,60	0,24	1278,4	82538,5
2-1	5,9	1201	1800	0,78	4,60	119430,8	204085,3	0,31	1,83	47512,7	81260,1
8-1	2,6	80	1800	0,78	2,03	233,9	84888,8	0,60	1,56	179,7	33927,1
1-0	3,8	1260, 5	1800	0,78	2,96	84654,5	84654,5	0,31	1,18	33747,4	33747,4
л. Буківня											
3-2	0,3	210	1500	0,78	0,23	152,1	42216,5	0,78	0,23	152,1	16787,3
2-1	0,3	834,5	1500	0,78	0,23	2402,5	42064,4	0,31	0,09	940,1	16635,2
4-1	0,9	320	1800	0,78	0,70	1290,2	40952,1	0,60	0,54	995,3	16690,4
1-0	2,4	1085, 5	1800	0,78	1,87	39661,9	39661,9	0,31	0,74	15695,1	15695,1
л. Водопарк											
3-2	1,2	113,4	1100	0,78	0,94	133,0	25716,4	0,78	0,94	133,0	25716,4

Продовження таблиці 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5-2	0,2	525	1500	0,78	0,16	661,5	26244,9	0,60	0,12	496,1	26079,5
2-1	0,2	715,5	1800	0,60	0,12	1105,8	25583,4	0,60	0,12	1105,8	25583,4
4-1	0,5	113,4	1100	1,26	0,63	89,1	24566,7	0,78	0,39	55,2	24532,8
1-0	4,1	743,5	1800	0,6	2,46	24477,6	24477,6	0,60	2,46	24477,6	24477,6
л. ТзОВ «Інбудсервіс»											
3-2	3,0	113,4	1100	0,78	2,34	331,0	10209,3	0,78	2,34	331,0	6267,3
7-6	0,4	320	1800	0,78	0,31	571,4	11355,9	0,60	0,24	442,4	7080,3
6-2	0,4	403	1800	0,78	0,31	906,2	10784,5	0,60	0,24	701,6	6637,9
2-1	0,6	486	1800	0,60	0,36	1530,6	9878,3	0,60	0,36	1530,6	5936,3
5-4	0,2	320	1800	0,78	0,16	294,9	13414	0,60	0,12	221,2	8281,6
4-1	0,6	751	1800	0,78	0,47	4771,4	13119,1	0,60	0,36	3654,7	8060,4
1-0	0,6	1135	1800	0,60	0,36	8347,7	8347,7	0,31	0,19	4405,7	4405,7

Зниження втрат електроенергії визначається за формулою:

$$\Delta A_i \% = ((\Sigma \Delta A_{icm} - \Sigma \Delta A_{in}) / \Sigma \Delta A_{icm}) \cdot 100\%, \quad (6.2)$$

де $\Sigma \Delta A_{icm}$ – втрати електроенергії в i -й лінії зі старими проводами,
(кВт·год)/рік;

$\Sigma \Delta A_{in}$ – втрати електроенергії в i -й лінії з новими проводами,
(кВт·год)/рік.

л. ДВРЗ: $\Delta A_D \% = ((9115 - 6967,4) / 9115) \cdot 100\% = 23,6\%$.

л. Ліски: $\Delta A_L \% = ((211768,9 - 85434,2) / 211768,9) \cdot 100\% = 59,7\%$.

л. Княжичі: $\Delta A_K \% = ((205946,4 - 82702,7) / 205946,4) \cdot 100\% = 59,8\%$.

л. Буківня: $\Delta A_B \% = ((42216,5 - 16787,3) / 42216,5) \cdot 100\% = 60,2\%$.

л. Водопарк: $\Delta A_e \% = ((26244,9 - 26079,5) / 26244,9) \cdot 100\% = 0,6\%$.

л. ТзОВ «Інубдсервіс»: $\Delta A_{інб} \% = ((13414 - 8281,6) / 13414) \cdot 100\% = 38,3\%$.

Вартість річних втрат електроенергії розраховується за формулою:

$$C_i = \Sigma \Delta A_i \cdot c, \quad (6.3)$$

де $\Sigma \Delta A_i$ – втрати електроенергії в i -й лінії зі старими і новими проводами, $кВт \cdot год/рік$;

c – вартість електроенергії, $грн/(кВт \cdot год)$.

Приймаємо $c = 2,89$ $грн/(кВт \cdot год)$ – середня вартість електроенергії для промислових підприємств.

л. ДВРЗ: $C_d = 9115 \cdot 2,89 = 26342,35$ $грн/рік$.

$$C_d = 6967,4 \cdot 2,89 = 20135,8$$
 $грн/рік$.

$$\Delta C_d = 26342,35 - 20135,8 = 6206,6$$
 $грн/рік$.

л. Ліски: $C_l = 211768,9 \cdot 2,89 = 612012,1$ $грн/рік$.

$$C_l = 85434,2 \cdot 2,89 = 246904,8$$
 $грн/рік$.

$$\Delta C_l = 612012,1 - 246904,8 = 365107,3$$
 $грн/рік$.

л. Княжичі: $C_k = 205946,4 \cdot 2,89 = 595185,1$ $грн/рік$.

$$C_k = 82702,7 \cdot 2,89 = 239010,8$$
 $грн/рік$.

$$\Delta C_k = 595185,1 - 239010,8 = 356174,3$$
 $грн/рік$.

л. Буківня: $C_b = 42216,5 \cdot 2,89 = 122005,7$ $грн/рік$.

$$C_b = 16787,3 \cdot 2,89 = 48515,3$$
 $грн/рік$.

$$\Delta C_6 = 122005,7 - 48515,3 = 73490,4 \text{ грн/рік.}$$

л. Водопарк: $C_6 = 26244,9 \cdot 2,89 = 75847,7 \text{ грн/рік.}$

$$C_6 = 26079,5 \cdot 2,89 = 75369,8 \text{ грн/рік.}$$

$$\Delta C_6 = 75847,7 - 75369,8 = 477,9 \text{ грн/рік.}$$

л. ТзОВ «Інбудсервіс»: $C_{інб} = 13414 \cdot 2,89 = 38766,5 \text{ грн/рік.}$

$$C_{інб} = 8281,6 \cdot 2,89 = 23933,8 \text{ грн/рік.}$$

$$\Delta C_{інб} = 38766,5 - 23933,8 = 14832,7 \text{ грн/рік.}$$

Вище наведені розрахунки показують, що середнє значення зниження втрат електроенергії, після заміни проводів в повітряних лініях, складає приблизно 40,4%, а вартість річних втрат електроенергії в середньому знизилась на 136048,2 грн/рік.

6.2 Розрахунок очікуваного економічного ефекту при використанні дистанційного вимірювача

Обладнання шин підстанції 35/10 кВ дистанційним вимірювачем і використання програми розрахунку відстані до місця пошкодження призводить до зменшення часу пошуку пошкодженої ділянки на лінії

$$\Delta t_{Пк} = t_{Пк} - t_{Пк}^{\text{дог}} = C_E \cdot L \cdot \Delta E_n^{\text{дог}}, \quad (6.4)$$

де $t_{Пк}^{\text{дог}}$ – час пошуку пошкодженої ділянки з врахуванням використання дистанційного вимірювача і програми розрахунку відстані до місця пошкодження;

C_E – постійна, яка відображає усереднені умови оперативного обслуговування мережі, що розглядається;

$\Delta E_n^{\text{дог}}$ – коефіцієнт, що відображає зміну кількості переїздів ОВБ при пошуку пошкоджень за рахунок використання дистанційного вимірювача;

L – довжина лінії, що розглядається.

Значення коефіцієнтів можна визначити за виразами

$$C_E = K_{KP}/v_a; \quad \Delta E_n^{\text{дог}} = E_{II} - E_n^{\text{дог}}, \quad (6.5)$$

де K_{KP} – коефіцієнт кривизни доріг по відношенню до повітряної прямої, яка з'єднує кінцеві точки маршруту переїзду ОВБ;

$\Delta E_n^{\text{дог}}$ – відповідно коефіцієнт, що відображає кількість переїздів ОВБ при пошуку пошкодження без автоматизації процесу пошуку і з автоматизацією

$$E_{II} = (K_{ВЛ} \cdot n(n+5))/3 \cdot (n+1); \quad E_{II}^{\text{дв}} = K_{ВЛ} \frac{2n}{n+1}, \quad (6.6)$$

де $K_{ВЛ} = L_M/L$ – коефіцієнт, що характеризує ступінь розгалуженості лінії, який визначається як відношення довжини магістралі до повної довжини лінії;

n – кількість роз'єднувачів, що встановлені в РМ.

Зниження недовідпуску електроенергії в розрахунку на одне аварійне відключення при міжфазному КЗ може визначатись як [17]

$$\delta \Delta W^{\text{дог}} = C_E M_{\text{max}} \Delta E_W^{\text{дог}} + C_E M_{\text{max}} X_W, \quad (6.7)$$

де $\Delta E_W^{\text{дог}} = E_W - E_W^{\text{дог}}$;

$M_{\text{max}} = P \cdot L$, $X_W = \frac{1}{n(n+1)^2}$ – відповідно коефіцієнт, який відображає:

зниження недовідпуску електроенергії за рахунок використання дистанційного вимірювача, вплив технічних характеристик лінії на процес пошуку пошкоджень;

P – розрахункове навантаження лінії.

$$E_W = 0,5K_{ВЛ} \frac{0,17n^4 + 2,42n^3 + 5,08n^2 + 3,08n + 0,25}{(n+1)^3} \quad (6.8)$$

Тоді технічний ефект від встановлення дистанційного вимірювача буде визначатися величиною зменшення річного недовідпуску електроенергії споживачам

$$\delta\Delta W^{\text{дв}} = \omega \cdot \Delta W^{\text{дв}}, \quad (6.9)$$

де ω – частота відмов ПЛ.

Отже, повний технічний ефект від установки вимірювача визначиться як сума ефектів по тих лініях, які до нього приєднані.

В загальному випадку при визначенні економічної ефективності використання того чи іншого засобу підвищення надійності порівнюються два варіанти: перший – мережа без цих засобів; другий – в мережі встановлюються засоби, що розглядаються. В цьому випадку затрати по першому варіанту відсутні, тому

$$E = U_U^{\text{дв}} - Z_{\text{дв}}; \Delta U_U^{\text{дв}} = Z_H (\Delta W_0 - \Delta W^{\text{дв}}) = Z_H \delta\Delta W^{\text{дв}}, \quad (6.10)$$

де ΔW_0 і $\Delta W^{\text{дв}}$ – річний недовідпуск електроенергії по першому і другому варіантам;

$\delta\Delta W^{\text{дв}}$ – зниження річного недовідпуску за рахунок використання засобів підвищення надійності;

$Z_{\text{дв}}$ – приведені затрати на установку на шинах підстанції дистанційного вимірювача;

$\Delta U_n^{\text{дв}}$ – зменшення річних експлуатаційних затрат через ненадійність електропостачання;

Z_H – питомі затрати.

В якості прикладу розглянуто повітряну лінію 10 кВ Дарницький вагоноремонтний завод (ДВРЗ) з такими параметрами:

$$L = 5,1 \text{ км},$$

$$K_{\text{кр}} = 1,3,$$

$$V_a = 20 \text{ км / год},$$

$$L_M = 4,9 \text{ км},$$

$$n = 7,$$

$$P = 4097,4 \text{ км}$$

$$Z_n = 5 \text{ грн} / (\text{кВт} \cdot \text{год})$$

$$E_H = 0,12.$$

За (6.4) визначаємо зниження тривалості етапу пошуку на лінії

$$\Delta t_n = 0,55 \text{ год.}$$

За формулою (6.7) визначимо зниження недовідпуску електроенергії в розрахунку на одне аварійне відключення при міжфазному к. з.

$$\delta \Delta W^{ог} \approx 1926,1 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Сумарне зменшення втрат від використання вимірювача

$$\Delta U_U^{ог} = 0,5 \cdot 1926,1 = 936 \text{ грн.}$$

Економічний ефект для однієї лінії складе

$$E = \Delta U_U^{ог} - Z_{ог} = 936 - (480 \cdot 0,12 + 240) = 665,5 \text{ грн.}$$

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Захист персоналу ПС 35/10 кВ від впливу електричних і електромагнітних полів

Основні заходи захисту персоналу підстанції від впливу електромагнітних випромінювань та електричних полів [16]:

- зменшення випромінювання безпосередньо у джерела (досягається збільшенням відстані між джерелом спрямованої дії і робочим місцем, зменшенням потужності випромінювання генератора);

- раціональне розміщення НВЧ і УВЧ установок (діючі установки потужністю більше 10 Вт слід розміщувати в приміщеннях з капітальними стінами та перекриттями, покритими радіопоглинаючі матеріалами - цеглою, шлакобетоном, а також матеріалами, що володіють здатністю, що відображає - масляними фарбами тощо);

- дистанційний контроль і управління передавачами в екранованому приміщенні (для візуального спостереження за передавачами обладнуються оглядові вікна, захищені металевою сіткою);

- екранування джерел випромінювання і робочих місць (застосування відображають заземлених екранів у вигляді листа або сітки з металу, що володіє високою електропровідністю - алюмінію, міді, латуні, сталі);

- організаційні заходи (проведення дозиметричного контролю інтенсивності електромагнітних випромінювань - не рідше одного разу на 6 місяців; медогляд - не рідше одного разу на рік; додаткову відпустку, скорочений робочий день, допуск осіб не молодше 18 років і не мають захворювань центральної нервової системи, серця, очей);

- застосування засобів індивідуального захисту (спецодяг, захисні окуляри та ін.)

Напруженість ультрависокочастотних електромагнітних полів (середні і довгі хвилі) на робочих місцях не повинна перевищувати 5 В/м.

Кожна промислова установка забезпечується технічним паспортом, в якому зазначені електрична схема, захисні пристосування, місце використання, діапазон хвиль, допустима потужність і т. д. По кожній установці ведуть експлуатаційний журнал, в якому фіксують стан установки, режим роботи, виправлення, заміну деталей, зміни напруженості поля. Перебування персоналу в зоні впливу електромагнітних полів обмежується мінімально необхідним для проведення операцій часом.

Нові установки вводять в експлуатацію після приймання їх, при якій встановлюють виконання вимог і норм охорони праці, норм щодо обмеження полів і радіоперешкод, а також реєстрації їх у державних контролюючих органах.

Генератори струмів високої частоти встановлюють в окремих вогнестійких приміщеннях, машинні генератори - в звуконепроникних кабінах. Для установок потужністю до 30 кВт відводять площу не менше 40 м², більшої потужності - не менше 70 м². Відстань між установками повинно бути не менше 2 м, приміщення екранують, в загальних приміщеннях установки розміщують в екранованих боксах. Обов'язкова загальна вентиляція приміщень, а при наявності шкідливих виділень - і місцева. Приміщення високочастотних установок забороняється захищувати металевими предметами. Найбільш простим і ефективним методом захисту від електромагнітних полів є «захист відстанню». Знаючи характеристики металу, можна розрахувати товщину екрану S , мм, що забезпечує заданий ослаблення електромагнітних

Екранування - найбільш ефективний спосіб захисту. Електричне та електромагнітне поле послаблюється екраном внаслідок створення в товщі його поля протилежного напрямку. Ступінь ослаблення електричного та електромагнітного поля залежить від глибини проникнення високочастотного струму в товщу екрану. Чим більше магнітна проникність екрану і вище частота екраніруемого поля, тим менше глибина проникнення і необхідна товщина екрана. Екранують або джерело випромінювань, або робоче місце. Екрани бувають відображають і поглинають.

Для захисту працівників від електромагнітних випромінювань застосовують заземлені екрани, кожухи, захисні козирки, що встановлюються на шляху випромінювання. Засоби захисту (екрани, кожухи) з радіопоглинальних матеріалів виконують у вигляді тонких гумових килимків, гнучких або жорстких листів поролону, феромагнітних пластин. Екрануючі пристрої повинні мати антикорозійне покриття і заземлені.

7.2 Екрануючі пристрої

Екрануючі пристрої (екрани) залежно від їх конструкції і розмірів, а також від місця та умов розміщення можуть служити індивідуальними або колективними засобами захисту людей від впливу електричного поля при роботах в діючих електроустановках промислової частоти надвисокої напруги.

Екрануючі пристрої в залежності від їх призначення і виконання поділяються на стаціонарні і переносні (пересувні). Вони повинні забезпечувати зниження напруженості електричного поля в просторі, що захищається до значення менше 5 кВ/м.

Переносні (пересувні) екранують пристрої, які називаються також тимчасовими пристроями, призначені для захисту персоналу, що виконує протягом тривалого часу експлуатаційні, ремонтні або монтажні роботи на ділянках діючої електроустановки, не захищених стаціонарними екранами. Вони виготовляються у вигляді переносних або пересувних (знімних) козирків, навісів, перегородок, щитів, наметів і подібних до них пристроїв з тих же матеріалів, що й стаціонарні екрани; намети і навіси можуть виготовлятися також із спеціальної металізованої тканини або звичайної тканини, наприклад брезенту, покритої алюмінієвою фарбою.

При виготовленні екрануючих щитів, ширм, штор, завіс слід застосовувати непрозорі теплостійкі матеріали.

Якщо напруженість поля на робочому місці перевищує 25 кВ/м або якщо потрібна велика тривалість перебування людини в полі, роботи повинні

проводитися із застосуванням захисних засобів – екрануючих пристроїв або екрануючих костюмів.

Екранувальні костюми як засоби захисту від впливу електричних полів повинні застосовуватися при роботах, що проводяться у ВРП та на ПЛ електропередачі надвисокої напруги в межах зони впливу і поза області стаціонарних і тимчасових екрануючих пристроїв, якщо напруженість поля на робочому місці перевищує 25 кВ/м або якщо тривалість роботи більше встановлених норм.

Забороняється застосування екрануючих костюмів в тих випадках, коли можливо випадковий дотик до частин, що знаходяться або що можуть виявитися під напругою, в тому числі: при роботах на діючих збірках і в ланцюгах до 1000 В; при роботах переносним електрифікована інструментом; при електричних випробуваннях обладнання; при електрозварювальних роботах і пр. У всіх випадках захист працюючих від впливу електричного поля повинна здійснюватися за допомогою стаціонарних або тимчасових екрануючих пристроїв.

Заземлення екрануючих пристроїв є винятково важливим для створення захисної зони, тому воно повинно виконуватися особливо надійно. Кожен екран заземлюється приєднанням його не менш ніж у двох точках до контуру заземлення електроустановки або до заземлених металевих конструкцій. При цьому стаціонарні екрани приєднуються до заземлювального пристрою сталевими провідниками за допомогою зварювання або болтів, а тимчасові - за допомогою спеціальних провідників, для чого на них передбачаються заземлюючі затискачі.

7.3 Стійкість роботи ПС 35/10 кВ в надзвичайних ситуаціях

Стійкість підстанції.

Під стійкістю роботи підстанції розуміється її здатність виконувати свої функції у встановлених об'ємах і нормах, в умовах дії зброї масового ураження і інших засобів, а також пристосованість її до відновлення у разі пошкодження.

Заходи щодо забезпечення стійкості роботи об'єкту, перш за все, повинні бути направлені на захист робітників і службовців від зброї масового ураження; вони тісно пов'язані із заходами щодо підготовки і проведення рятувальних і невідкладних аварійно-рятувальних робіт в осередках ураження.

До основних заходів, які забезпечують підвищення стійкості роботи підстанції відносяться [17]:

- захист робітників і службовців від дії зброї масового ураження;
- підвищення міцності і стійкості найважливіших елементів об'єкту і вдосконалення технологічного процесу;
- підвищення стійкості матеріально-технічного постачання;
- підвищення стійкості управління об'єктом;
- розробка заходів щодо зменшення ймовірності виникнення вторинних чинників ураження і збитку від них;
- підготовка до відновлення виробництва після ураження об'єкту.

Робота ПС 35/10 кВ у разі отримання сигналу “Повітряна тривога”.

Підстанція 35/10 кВ є важливим об'єктом електропостачання. Вона забезпечує споживачів різних категорій Тербовлянського району Тернопільської області електричною енергією. Тому підстанція повинна підтримуватися в робочому стані в будь-яких умовах.

Оперативний персонал ПС 35/10 кВ спеціально навчений діям у разі подачі сигналу повітряної тривоги, стихійних лих. У числі документів, які зберігаються на ПС 35/10 кВ, обов'язково присутня інструкція з світломаскування даного об'єкту.

Сигнал “Повітряна тривога” подається у разі безпосередньої загрози нападу супротивника. За цим сигналом повинні бути вжиті заходи світломаскування.

Заходи світломаскування за сигналом “Повітряна тривога” у робочий час

проводяться під керівництвом начальників служб, відділів, цеху і районних електричних мереж.

Отримання сигналу “Повітряна тривога” і передача його в операційну диспетчерську службу повинно займати не більше трьох хвилин.

Лінії електропередач і підстанції 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 6-10 кВ, за сигналом повинні залишатися під напругою (в робочому стані).

Світлове маскування населених пунктів і об'єктів народного господарства слід здійснювати електротехнічним, технологічним і механічним способом.

Електротехнічним способом – відключення (зняття напруги з ЛЕП зовнішнього освітлення);

Технологічний – застосовується на підприємствах гарячих цехів, коксівних печей, при грануляції шлаків;

Механічний – для світломаскування віконних отворів, сходових кліток; повинні застосовуватися наступні пристрої: розсувні і підйомні штори з тканинних і полімерних матеріалів, щити віконниці і екран з рулонних і листових матеріалів.

Зовнішнє освітлення на всіх об'єктах підстанції при отриманні сигналу “Повітряна тривога” повинно відключитися. Відключення зовнішнього освітлення покладається на черговий персонал.

Диспетчерські пункти, операційний пункт управління підстанцій, робочі кабінети керівного і начальницького складу забезпечують світломаскування, шляхом зашторювання віконних отворів і виключенням деякої частини освітлювальних ламп.

Виконання заходів щодо світломаскування черговим персоналом не повинне перевищувати 5 хвилин.

Відповідальний за стан світломаскування на підстанції – головний інженер.

Відповідальними в службах, відділах, цеху і районних електричних мережах – їх перші керівники.

Контроль за станом світломаскування і надання допомоги в проведенні заходів покладається на начальника штабу цивільної оборони підстанції.

Стан устаткування світломаскування і знання обов'язків персоналу проводиться періодично, але не рідше 1 разу на рік і їх стан відображається в звітній документації по цивільній обороні.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Вплив на довкілля у процесі експлуатації силового обладнання підстанції 35/10 кВ

Підстанція напругою 35/10 кВ розташована на території заводу ТзОВ «Інбудсервіс».

У результаті роботи, понижуюча підстанція створює електромагнітні хвилі, які утворюють електромагнітні поля. Електромагнітне поле є негативним чинником, що діє на навколишнє середовище.

Вплив підстанції на навколишнє середовище вкрай різноманітний. Шкідлива дія магнітного поля на живі організми, і в першу чергу на людину, проявляється тільки при дуже високих напруженостях порядку 150-200 А / м, що виникають на відстанях до 1-1,5 м від проводів фаз повітряної лінії (ПЛ), і становить небезпеку при роботі під напругою.

На відкритому розподільчому пристрої (ВРП) підстанції і поблизу ліній електропередачі, струмоведучими частинами створюється змінне електромагнітне поле. Воно характеризується в основному напруженістю електричної складової поля E , В/м, яка в розподільчому пристрої (РП) підстанції напругою 10 кВ на висоті росту людини може досягти досить великих значень. Напруженість магнітної складової поля незначна - 10-20 А/м, тому її впливом нехтують. Електричне поле несприятливо впливає на центральну нервову систему людини, викликає прискорене серцебиття, підвищений кров'яний тиск і температуру тіла. Працездатність людини падає, вона швидко стомлюється. Шкідливі наслідки перебування людини у зоні

електромагнітного поля залежать від напруженості поля E і від тривалості його впливу.

Для експлуатаційного персоналу підстанції встановлена допустима тривалість періодичного та тривалого перебування в електричному полі при напруженостях на рівні голови людини (1,8 м над рівнем землі):

- 5 кВ / м - час перебування необмежено;
- 10 кВ / м - 180 хв;
- 15 кВ / м - 90 хв;
- 20 кВ / м - 10 хв;
- 25 кВ / м - 5 хв.

Виконання цих умов забезпечує самовідновлення організму протягом доби без залишкових реакцій і функціональних або патологічних змін.

8.2 Заходи по зменшенні шкідливого впливу силового обладнання підстанції

Для зменшення дії електромагнітного поля на персонал, що перебуває в зоні дії електромагнітної хвилі, потрібно виконати ряд захисних заходів. Ще на стадії проектування повинне бути забезпечене таке взаємне розташування вивчаючих об'єктів, що зводило б до мінімуму інтенсивність випромінювання. Оскільки повністю уникнути опромінення неможливо, потрібно зменшити можливість проникнення людей у цю зону високої інтенсивності електромагнітного поля, скоротити час знаходження під випромінюванням. Потужність джерел випромінювання повинна бути мінімально затребуваною.

Винятково важливе значення має інженерно-технічні методи й засоби захисту: колективний, локальний та індивідуальний.

Колективний захист ґрунтується на розрахунку поширення радіохвиль в умовах конкретного рельєфу місцевості. Економічно вигідно використати природні екрани, складки місцевості, лісопосадки, нежилі спорудження.

Локальний захист дуже ефективний та використовується частіше. Він заснований на використанні радіозахисних матеріалів, які забезпечують високе

поглинання енергії випромінювання в матеріалі та відбиття від його поверхні.

Для екранування шляхом відбиття використовують добре проведені металеві листки та сітки.

До інженерно-технічних способів захисту також відносяться:

- конструктивна можливість працювати на зниженій потужності в процесі налагодження, регулювання та профілактики;
- дистанційне керування.

Траси проєктованих і споруджуваних знову ПЛІ повинні вибиратися таким чином, щоб об'єкти, перераховані вище, не виявилися в межах санітарно-захисних зон, або були винесені за межі цих зон.

Напруженість електричного поля в будинках, що залишаються в санітарно-захисних зонах, і ті що мають неметалічну покрівлю, може бути знижена шляхом установки заземленої металеві сітки на даху цих будинків.

При захисті від випромінювання повинні враховуватись затухання хвилі при проходженні через екран (наприклад, через лісову смугу). Для екранування можна використовувати рослинність. Спеціальні екрани у вигляді відбивальних щитів дорогі і використовуються дуже рідко.

При підготовці й у процесі проведення сільськогосподарських і інших робіт поблизу ПЛІ особи, відповідальні за проведення цих робіт, повинні проводити інструктаж працюючих і забезпечувати виконання мір захисту від впливу електричного поля, регламентованих Санітарними нормами і правилами.

Локальний захист дуже ефективний і використовується часто. Він базується на використанні радіозахисних матеріалів, які забезпечують високе поглинання енергії випромінювання у матеріалі та віддзеркалення від його поверхні. Для екранування шляхом віддзеркалення використовують металеві листи та сітки з доброю провідністю. Захист приміщень від зовнішніх випромінювань можна здійснити завдяки обклеюванню стін металізованими шпалерами, захисту вікон сітками, металізованими шторами. Опромінення у такому приміщенні зводиться до мінімуму, але віддзеркалене від екранів випромінювання перерозповсюджується в просторі та потрапляє на інші об'єкти.

Радіопоглинальні матеріали можуть використовуватись для захисту навколишнього середовища від ЕМП, яке генерується джерелом, що знаходиться в екранованому об'єкті. Радіопоглинальні матеріали використовуються в кінцевих навантаженнях, еквівалентних системах.

Засоби індивідуального захисту (ЗІЗ) використовуються у тих випадках коли інші заходи недостатньо ефективні: ЗІЗ застосовують тоді, коли безпека робіт не може бути забезпечена конструкцією та розміщенням устаткування, організацією виробничих процесів, архітектурно-планувальними рішеннями та засобами колективного захисту.

Для захисту тіла використовується одяг із металізованих тканин та радіопоглинаючих матеріалів. Металізована тканина складається із бавовняних чи капронових ниток, спірально обвитих металевим дротом. Таким чином, ця тканина, мов металева сітка (при віддалі між нитками 0,5 мм) послаблює випромінювання не менше, як на 20 - 30 дБ.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

У дипломній роботі проведено модернізацію для підвищення точності визначення місця пошкодження в повітряних лініях 10 кВ та зниження втрат електричної енергії в електричних мережах у зоні трансформаторної підстанції 35/10 кВ, і отримано такі результати:

1. Проведено аналіз електричних навантажень у зоні трансформаторної підстанції та визначено, що вони зростають на протязі розрахункового періоду. Розраховано навантаження ПЛ 10 кВ та проведено заміну проводів, в результаті чого втрати напруги до найвіддаленішого споживача зменшилися на 25%, а середнє значення зниження втрат електроенергії складає приблизно 40,4% (136 тис. грн/рік).

2. Обґрунтовано вибір двох силових трансформаторів підстанції потужністю 2500 і 4000 кВ·А та зменшено долю вартості втрат електричної енергії в трансформаторах на 7,98%.

3. Проведена компенсація реактивної потужності в лінії 10 кВ «Ліски». Використання пристроїв для компенсації реактивної потужності дозволить зменшити втрати електричної енергії на 26,2%.

4. Складено алгоритм визначення оптимального числа послідовності перевірок за методом послідовного ділення мережі при визначенні місця пошкодження для лінії 10 кВ «Княжичі», що дозволяє підвищити точність результату операцій, ефективність дій обслуговуючого персоналу, та зменшує час відключення споживачів від джерела живлення.

5. Проведено дослідження вимірювально-інформаційної системи керування процесом визначення місця пошкодження на основі сумісного використання дистанційного методу та методу послідовного ділення мережі, що дозволяє підвищити рівень автоматизації процесу визначення місця пошкодження.

6. Обладнання шин підстанції 35/10 кВ дистанційним вимірювачем і використання програми розрахунку відстані до місця пошкодження призводить до

зменшення часу пошуку пошкодженої ділянки на лінії в 1,1-1,4 рази. Економічний ефект від установки дистанційного вимірювача на відходящих лініях підстанції в сумі становить 3890 грн. за один цикл аварійного відключення.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Концограда Т.А. Підвищення точності визначення місця пошкодження в повітряних лініях 10 кВ / Т. А. Концограда, С.В. Бабанін // Матеріали VIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 27-28 листопада 2019 року. — Т. : ТНТУ, 2019. — Том 3. — С. 41. — (Електротехніка та енергозбереження).

2. Луцяк В.В. Діагностичне забезпечення процесу пошуку пошкоджень в повітряних лініях електропередач напругою 6 - 35 кВ: автореф. дис... канд. техн. наук: 05.14.02 / В.В. Луцяк ; Вінниц. нац. техн. ун-т. — Вінниця, 2009. — 20 с.

3. Егорова О. Ю. Порівняльний аналіз методів визначення місця пошкодження ПЛЕП / О. Ю. Егорова, О. Б. Егоров, Т. А. Карова // Системи озброєння і військова техніка. - 2009. - № 2. - С. 141-144. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/soivt_2009_2_36.

4. Луцяк В.В. Дистанційний метод визначення місця міжфазного короткого замикання в розподільній мережі 6-35 кВ з повітряними лініями електропередачі / Луцяк В.В., Кутін В.М., Матвієнко С.В. – [збірник наук. праць]. – Кривий Ріг: Вісник Криворізького технічного університету, 2006. – С. 112-115.

5. Лежнюк П. Д. Методи і засоби захисту від обриву проводу та пошук місця пошкодження в розподільній мережі зі складною топологією напругою 6-35 кВ [Текст] : монографія / П. Д. Лежнюк, М. В. Кутіна ; Вінниц. нац. техн. ун-т. - Вінниця : ВНТУ, 2014. - 151 с.

6. Луцяк В.В. Комбінована система визначення місця пошкодження в повітряних розподільних мережах напругою 6-35 кВ / Луцяк В.В., Кутін В.М. // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: Проблеми сучасної електротехніки. Ч. 3. – Київ, 2008 – С. 57-60.

7. Кутін В.М. Автоматизація процесу пошуку пошкоджень в повітряних мережах напругою 6-35 кВ / Кутін В.М., Луцяк В.В. // Автоматика 2006: XIII Міжнародна конференція з автоматичного управління, 25-28 вересня 2006 р.: стаття. – Вінниця, 2006. – С. 119.

8. Кутін В.М. Інформаційно-вимірювальна система визначення місць пошкодження в розподільних мережах змінного струму напругою 6-35 кВ / Кутін В.М., Вашковський В.В. – Вісник ВПІ, 2000. – №5. – с. 48-55.
9. Бабаев С.С. Система автоматического контроля режимов электропотребления // Промышленная энергетика. - 1999. - №5. – С. 7 - 10.
10. Правила улаштування електроустановок [Текст]. — 3-тє вид., перероб. і доп. — Х. : Форт, 2010. — 732 с.
11. Федоров А. А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / А. А. Федоров, Г. В. Сербеновський. — М. : Энергоатомиздат, 1980.
12. Кнорринг Г. М. Справочник для проектирования электрического освещения: справочное издание / Г. М. Кнорринг. - 6-е изд., перераб. - Л. : Энергия, 1968. - 391 с.
13. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - 5-е изд., стер. - М. : Академия, 2008 (Тверь). - 447 с.
14. Проектирование кабельных сетей и проводок / П. И. Анастасиев [и др.] ; под общ. ред. Г. Е. Хромченко. — М. : Энергия, 1980. — 382 с.
15. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.] ; Харківська держ. академія міського господарства. — К. : [б.в.], 1996. — 228 с.
16. Гандзюк М. П. Основи охорони праці : підручник / М. П. Гандзюк, Є. П. Желібо, М. О. Халімовський ; за ред. М. П. Гандзюка. - 2-ге вид. - К. : Каравела, 2004. - 406 с.
17. Економіка підприємства: навч. посіб. / за заг. ред. Л. С. Шевченко ; Нац. ун-т "Юрид. акад. України ім. Я. Мудрого". — Х. : Право, 2011. — 208 с.
18. Охрана окружающей среды : учеб. для студентов техн. вузов / [С. В. Белов [и др.]; под ред. С. В. Белова. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Москва : Высшая школа, 1991. - 319 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

Розрахунок економічного ефекту від встановлення дистанційного вимірювача на лініях 10 кВ за одне аварійне відключення

ДВРЗ		Ліски	
L	11,2	L	5,1
Ккр	1,3	Ккр	1,3
Va	20	Va	20
Lm	8,8	Lm	4,9
n	8	n	7
P	1300	P	4097,4
Зн	0,5	Зн	0,5
Ен	0,12	Ен	0,12
Се	0,065	Се	0,065
ΔЕпердв	1,62963	ΔЕпердв	1,681373
Епер	3,026455	Епер	3,362745
Епердв	1,396825	Епердв	1,681373
Квл	0,785714	Квл	0,960784
Мтах	14560	Мтах	20896,74
ΔЕwdв	1,231583	ΔЕwdв	1,415806
Хw	0,001543	Хw	0,002232
Здв	297,6	Здв	297,6
Княжичі		Буківня	
L	15,2	L	3,9
Ккр	1,3	Ккр	1,3
Va	20	Va	20
Lm	11,9	Lm	3,9
n	10	n	6
P	3551,8	P	2450
Зн	0,5	Зн	0,5
Ен	0,12	Ен	0,12
Се	0,065	Се	0,065
ΔЕпердв	2,135167	ΔЕпердв	1,428571
Епер	3,558612	Епер	3,142857
Епердв	1,423445	Епердв	1,714286
Квл	0,782895	Квл	1
Мтах	53987,36	Мтах	9555
ΔЕwdв	1,370228	ΔЕwdв	1,377041
Хw	0,000826	Хw	0,003401
Здв	297,6	Здв	297,6

год

Δтп 1,18637

δΔWдв 1167,031

ΔUдв 583,5153

Ер 285,9153

Δтп 0,557375

δΔWдв 1926,104

ΔUдв 963,052

Ер 665,452

Δтп 2,109545

δΔWдв 4811,273

ΔUдв 2405,637

Ер 2108,037

Δтп 0,362143

δΔWдв 857,3581

ΔUдв 428,6791

Ер 131,0791

Додаток А

Водопарк			
L	6,2	Δt_n	0,625625
Ккр	1,3	$\delta \Delta W_{дв}$	1166,396
Va	20		
Lm	5,5	$\Delta U_{дв}$	583,198
n	7		
P	2210,3	Er	285,598
Зн	0,5		
En	0,12		
Се	0,065		
$\Delta E_{пердв}$	1,552419		
Eпер	3,104839		
Eпердв	1,552419		
Квл	0,887097		
Mmax	13703,86		
$\Delta E_{wдв}$	1,30722		
Xw	0,002232		
Здв	297,6		

ТзОВ "Інбудсервіс"			
L	11,2	Δt_n	0,47775
Ккр	1,3	$\delta \Delta W_{дв}$	1425,178
Va	20		
Lm	4,2	$\Delta U_{дв}$	712,5888
n	7		
P	3528,4	Er	414,9888
Зн	0,5		
En	0,12		
Се	0,065		
$\Delta E_{пердв}$	0,65625		
Eпер	1,3125		
Eпердв	0,65625		
Квл	0,375		
Mmax	39518,08		
$\Delta E_{wдв}$	0,552598		
Xw	0,002232		
Здв	297,6		