

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 надійності роботи трансформаторної
підстанції 110/10 кВ.**

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

(шифр і назва спеціальності (напряму підготовки))

Хлопик В.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Андрійчук В.А.
(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

Хлопіку Василю Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Керівник роботи Андрійчук Володимир Андрійович, д.т.н., професор

(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 генплан ПС 110/10 кВ, схема електричних з'єднань підстанції, існуючі схеми електропостачання споживачів в районі розміщення підстанції

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. Однолінійна схема підстанції 110/10 кВ "Н. Петрівці" існуюча

2. Однолінійна схема підстанції 110/10 кВ "Н. Петрівці" модернізована

3. Схема заміщення підстанції та розрахунок струмів КЗ

4. Захист і керування силовим трансформатором на базі терміналу REF541

5. Критерії оптимізації при розв'язанні задачі відновлення

електропостачання знеструмлених споживачів підстанції

6. Дослідження шляхів скорочення часу аварійного знеструмлення електроспоживачів трансформаторної підстанції

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)

Хлопик В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Андрійчук В.А.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Хлопик В. В. Підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції 110/10 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. – 9; табл. -19; плакатів - 8; джерел – 18.

У дипломній роботі проведено модернізацію підстанції 110/10 кВ «Н. Петрівці» з метою посилення надійності схеми електропостачання та розглянуто питання оптимальних варіантів відновлення електропостачання знеструмлених споживачів підстанції.

Проведено аналіз ефективності електропостачання споживачів підстанцією та дослідження критеріїв оптимізації для рішення задачі відновлення електроживлення знеструмлених споживачів підстанції 110/10 кВ. Розраховано електричні навантаження та розроблена однолінійна схема підстанції. Здійснено вибір сучасного електроустаткування і автоматики, проведено вибір електричних апаратів та струмоведучих частин розподільчого пристрою. Також встановлено потужніші пристрої компенсації ємнісних струмів. Облік електроенергії здійснено на базі багатофункціональних лічильників серії ЄвроАльфа. Проведено розрахунок струмів короткого замикання в контрольованих точках та застосовані мікропроцесорні термінали захисту REF 541.

Запропоновані блок-схеми алгоритмів, що дозволяють в автоматизованому режимі здійснювати розвантаження ліній електропередачі та пошук найкращих варіантів відновлення живлення знеструмлених електроспоживачів підстанції.

Ключові слова: ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ВІДНОВЛЕННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗНЕСТРУМЛЕНИХ СПОЖИВАЧІВ.

ANNOTATION

Khlopik V. Improving the reliability of the 110/10 kV transformer substation. 141 - electric power, electrical engineering and electromechanics. 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. - 9; tabl. - 19; posters - 8; sources – 18.

In diploma work modernisation of substation of 110/10 kV is conducted «N. Petrivtsi» with the aim of strengthening of reliability of chart of power supply and the question of optimal variants of proceeding in the power supply of the de-energized consumers of substation is considered.

The analysis of efficiency of power supply of consumers is conducted by substation and research of criteria of optimization for the decision of task of proceeding in the power supply of the de-energized consumers of substation of 110/10 kV. is Expected electric loading and worked out unilinear chart of substation. The choice of modern electrical equipment and automation is carried out, the choice of electric vehicles and current conductors parts of distributive device is conducted. More powerful devices of indemnification of capacity currents are also set. The account of electric power is carried out on the base of multifunction meters of series of EuroAlpha. The calculation of currents of short circuit in the controlled points and applied microprocessor-based terminals of defence of REF 541.

Offer flow-charts of algorithms that allow in the automated mode to carry out unloading of lines of electricity transmission and search of the best variants of proceeding in the feed of the de-energized electro-consumers of substation.

Keywords: TRANSFORMER SUBSTATION, SYSTEM POWER SUPPLY, PROCEEDING IN POWER SUPPLY OF THE DE-ENERGIZED CONSUMERS.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	10
1.1 Характеристика існуючої схеми електропостачання споживачів ПС 110/10 кВ	10
1.2 Характеристика стану електричних мереж	12
1.3 Шляхи скорочення часу аварійного знеструмлення електроспоживачів в електричних мережах	13
1.4 Методи та засоби, що застосовуються для пошуку варіантів відновлення електропостачання знеструмлених споживачів	16
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	19
2.1 Критерії оптимізації для рішення задачі відновлення електроживлення споживачів підстанції	19
2.2 Пріоритетність критеріїв оптимізації відновлення електроживлення споживачів	22
2.3 Алгоритм розвантаження системи електропостачання	26
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	28
3.1 Електричні навантаження споживачів ПС 110/10 кВ	28
3.2 Технічні рішення модернізації ПС 110/10 кВ	30
3.3 Вибір високовольної апаратури	31
3.4 Вибір струмоведучих частин	48
3.5 Вибір обмежувачів перенапруг	55
3.6 Вибір пристрою компенсації ємнісних струмів	56
3.7 Установка лічильників ЄвроАльфа	58
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	60
4.1 Розрахунок струмів короткого замикання	60
4.2 Релейний захист і автоматика	64
4.2.1 Газовий захист.	65
4.2.2 Струмовий захист зворотної послідовності і максимальні струмові захисти з пуском напруги.	66
4.2.3 Дистанційний захист від міжфазних замикань.	67

4.2.4 Струмівий захист нульової послідовності від зовнішніх замикань на землю.	67
4.2.5 Максимальний струмівий захист від перевантажень	68
4.2.6 Диференціальний струмівий захист	67
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	74
5.1 Метод пошуку оптимальних варіантів відновлення електропостачання електроспоживачів	74
5.2 Алгоритм пошуку оптимальних варіантів відновлення живлення споживачів	75
5.3 Реалізація необхідних інформаційних структур і засобів візуалізації вхідної та вихідної інформації для забезпечення можливості розв'язання задачі ВЕС	78
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	84
6.1 Визначення капітальних витрат, необхідних для модернізації підстанції	84
6.2 Визначення економічного ефекту від впровадження нового устаткування	87
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	91
7.1 Технічні заходи із забезпечення охорони праці, техніки безпеки та протипожежної безпеки на підстанції 110/10 кВ	91
7.2 Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції 110/10 кВ	92
7.3 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій	97
8 ЕКОЛОГІЯ	100
8.1 Електромагнітне забруднення навколишнього середовища	100
8.2 Захист навколишнього середовища та людини від електромагнітного забруднення підстанції 110/10 кВ	101
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	104
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	106

ВСТУП

Актуальність теми.

Зростання рівня аварійності в лініях електропостачання, трансформаторних підстанціях та розподільних пунктах, в першу чергу, викликане великою кількістю застарілого електрообладнання. При цьому, аварійні ситуації, як правило, супроводжуються довготривалими знеструмленнями споживачів електричної енергії, недопостачанням електроенергії споживачам та економічними збитками. Оскільки аварійні ситуації мають випадковий характер, а електричні мережі є складним об'єктом керування, то неможливо наперед передбачити всі оптимальні варіанти відновлення електропостачання знеструмлених споживачів. Пошук варіантів відновлення живлення електроспоживачів оперативний персонал підстанції часто досі здійснює вручну, спираючись на власний досвід. У той же час, рішення, які приймає оперативний персонал в таких ситуаціях, не завжди безпомилкові. Аналіз пошкоджень та відмов обладнання показав, що з вини оперативного персоналу відбулося майже 40% пошкоджень та відмов обладнання підстанцій 35-150 кВ та 22,8% відмов обладнання ТП і РП [1].

Також, найбільших витрат часу займає пошук та локалізація пошкодженого фрагменту мережі, а також пошук самого місця пошкодження. В реальних умовах цей час може становити п'ять та більше годин. Після знаходження місця пошкодження і встановлення його причин, виконується ремонт або заміна пошкодженого елемента лінії, що також потребує витрат часу. Отже, в загальному, досить суттєвий проміжок часу витрачається на вмикання електроспоживачів після виконання ремонтно-відновлювальних робіт та відновлення нормальної схеми живлення. Таким чином, задача швидкого та автоматизованого пошуку найкращих шляхів відновлення електропостачання та максимально можливої сумарної потужності знеструмлених споживачів є досить актуальною.

Проте, дана задача набуває складності для вирішення, оскільки існує кілька альтернативних шляхів живлення електроспоживачів. Найбільшого поширення

для розв'язання задачі відновлення живлення споживачів отримали методи та засоби штучного інтелекту. Оскільки, у наш час триває процес оснащення трансформаторних підстанцій сучасними засобами обчислювальної техніки, це створює усі умови для автоматизації процесу відновлення електропостачання знеструмлених споживачів [1].

Метою дипломної роботи є посилення надійності роботи трансформаторної підстанції 110/10 кВ та розробка оптимальних варіантів відновлення електропостачання знеструмлених споживачів підстанції.

Завдання дослідження:

- провести аналіз пошкоджень та відмов обладнання та ефективності електропостачання споживачів підстанцією;
- здійснити дослідження критеріїв оптимізації для рішення задачі відновлення електроживлення знеструмлених споживачів підстанції;
- провести розрахунок електричних навантажень і розробку схеми електропостачання підстанції, вибір сучасного електроустаткування і автоматики та приладів обліку;
- здійснити розрахунок струмів короткого замикання в контрольованих точках та уставок релейного захисту;
- сформувати блок-схеми алгоритмів розвантаження ліній електропередачі і трансформаторних підстанцій та пошуку найкращих варіантів відновлення живлення знеструмлених електроспоживачів.

Об'єкт дослідження – трансформаторна підстанція напругою 110/10 кВ.

Предмет дослідження – заходи і способи підвищення надійності роботи підстанції 110/10 кВ.

Наукова новизна отриманих результатів: запропоновані у роботі блок-схеми алгоритмів дозволять в автоматизованому режимі здійснювати розвантаження ліній електропередачі та пошук найкращих варіантів відновлення живлення знеструмлених електроспоживачів підстанції.

Практичне значення отриманих результатів.

Виявляється у можливості підвищення надійності роботи та здійснення швидкого відновлення живлення знеструмлених електроспоживачів

трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

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 – 107 сторінок, 19 таблиць, 9 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Характеристика існуючої схеми електропостачання споживачів ПС 110/10 кВ

Підстанція ПС 110/10 кВ «Н. Петрівці» була введена в експлуацію в 1976 році, підключена до енергосистеми шляхом спорудження ПЛ 1 110 кВ і ПЛ2 110 кВ. Вона призначалася для живлення споживачів промислової зони і частини м. Тернополя.

Напруга на ввід трансформаторів подається по двох взаєморезервованих лініях: ПЛ1-110 і ПЛ2-110. Така схема дозволяє робити почерговий ремонт вимикачів без відключення споживачів.

Підстанція ПС 110/10 кВ складається з основного устаткування випуску сімдесятих років.

На підстанції встановлені два трансформатори Т1 і Т2 - ТДН- 16000/110/10. На стороні 110 кВ трансформатор Т1 заживлений від ПЛ1 110 кВ , Т2 - від ПЛ2 110 кВ. Живлення 1 і 3 секції 10 кВ здійснюється від трансформатора Т1, живлення 2 і 4 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 підстанції здійснюється за допомогою пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) трансформаторів Т1, Т2 автоматично або дистанційно.

У колі ліній встановлені апарати, необхідні для експлуатаційних включень і відключень ліній, для їх відключень при надмірних перевантаженнях і коротких замиканнях, а також для від'єднання апаратів ліній від збірних шин або від мережі при їх ремонтах.

Силові вимикачі розраховані на відключення робочих струмів і струмів короткого замикання. На стороні 10 кВ встановлені вимикачі: ВК- 10-20/630.

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

На стороні 110 кВ встановлені роз'єднувачі: РНДЗ-16-110У1 і РНДЗ-2-110У1; на стороні 10 кВ на лініях Т1 - КРПЗ- 10 кВ і Т2 - КРПЗ- 10 кВ встановлені роз'єднувачі РНДЗ- 1-10/2000.

У результаті електромагнітних процесів, пов'язаних з різкою зміною режиму роботи електричних мереж усередині електроустановки, або зовнішніх дій, наприклад, блискавок, виникають перенапруги. Для захисту від них на стороні 110 кВ застосовують розрядники РВС - 110/73 - 10(І) УХЛ1 і для захисту ізоляції нейтралей трансформаторів РВС - 110/44 - 10(І) УХЛ1; на стороні 10 кВ: РВП - 10/11 - 10(І) УХЛ1. Для забезпечення вимірювання струмів і напруг в електроустановках високої напруги застосовують трансформатори струму і трансформатори напруги.

Схема КРПЗ - 10 кВ односекціонована система шин. З метою обмеження струмів короткого замикання застосовується роздільна робота секцій. У схемі передбачений секційний вимикач з пристроєм автоматичного включення резерву (АВР).

Надійність схеми на стороні напруги 10 кВ підвищується за рахунок застосування шаф КРП- 10 кВ, що дозволяють здійснювати швидку заміну викатної частини комірки для ремонту вимикача. Встановлені комірки К - 37. Для живлення власних потреб встановлено два трансформатори ТМЗ- 250/10/0,4, які приєднані до секцій 10 кВ.

Розподіл електроенергії від підстанції здійснюється 10 кВ - кабельними і повітрям ЛЕП. За час експлуатації усе електротехнічне устаткування практично виробило свій ресурс.

Крім того, з часом виявилися недоліки розташування ПС 110/10 кВ: велика довжина кабельних ліній, і як наслідок, високий рівень ємнісних струмів, що вимагає застосування відповідного устаткування. Отже, необхідна модернізація діючої підстанції, метою якої є заміна застарілого устаткування і автоматики.

1.2 Характеристика стану електричних мереж

Ефективність електропостачання споживачів значною мірою залежить від технологічного стану електричних мереж. При цьому електричні мережі як об'єкти, які функціонують протягом тривалого часу, піддаються різним зовнішнім впливам та процесам старіння, що призводить до зниження рівня надійності електропостачання споживачів. На даний момент спостерігається різке зниження середньостатистичного ресурсу електрообладнання ЕМ, що знаходиться в експлуатації, у зв'язку із мізерними поставками нового обладнання через економічні труднощі.

Зростання рівня аварійності електромереж, в першу чергу, викликане великою кількістю застарілого електрообладнання, яке вже прослужило більше 25 років, частими порушеннями вимог до прокладки або монтажу кабелів та ліній ЕМ, пошкодженнями кабелів зв'язку тощо. При цьому, аварійні ситуації, як правило, супроводжуються довготривалими знеструмленнями споживачів електричної енергії. Згідно з даними НАК «Енергетична компанія України» [46] з січня по грудень 2007 року сталося 28907 аварійних вимкнень ліній електропередач (ЛЕП) 6-150 кВ. При цьому загальний аварійний недовідпуск електроенергії склав 34 653,5 тис.грн., що на 29% більше, ніж у 2006 році. Структура недовідпуску електроенергії за видами об'єктів електричних мереж наступна:

- Повітряні лінії (ПЛ) 6-10 кВ – 67,8% (23 580,4 тис. кВтг);
- Кабельні лінії (КЛ) 6-10 кВ – 16,3% (5 650,2 тис. кВтг);
- Обладнання ТП, РП – 5,0% (1 741,8 тис. кВтг);
- Обладнання підстанцій (ПС) 110-150 кВ – 2,9% ;
- ПЛ-110 кВ – 3,5 %;
- В загальному по інших групах об'єктів мереж (ПС 35 кВ, ПЛ-150 кВ, ПЛ-35 кВ та КЛ-35 кВ) – 4,2%.

Також за 2007 рік на обладнанні ПС 35-150 кВ та ТП і РП енергопостачальних компаній сталося 4418 випадків пошкодження та відмов у роботі обладнання, з них на ПС 35-150 кВ – 1423, на обладнанні ТП та РП – 2295. Детальний аналіз пошкоджень та відмов обладнання показав, що з вини оперативного персоналу відбулося майже 40% (39,2%) пошкоджень та відмов обладнання підстанцій 35-150 кВ та 22,8% відмов обладнання ТП і РП.

1.3 Шляхи скорочення часу аварійного знеструмлення електроспоживачів в електричних мережах

Причинами виникнення порушень процесу нормальної експлуатації розподільних ЕМ є планові вимкнення для виконання планово-попереджувальних та капітальних ремонтних робіт обладнання мереж, а також аварійні вимкнення, що обумовлені стійкими або нестійкими короткими замиканнями (після автоматичного повторного вмикання лінія ЕМ залишається в роботі). Найбільш тяжкі наслідки (в аспекті часу недовідпуску електричної енергії споживачам в результаті їхнього знеструмлення) виникають при аварійних вимкненнях через стійкі міжфазні КЗ, коли відбувається раптове вимкнення всіх приєднаних навантажень ЕМ.

Процес ліквідації аварійної ситуації в ЕМ полягає у пошуку, локалізації та усуненні пошкоджень (виконанні ремонтних робіт) з наступним відновленням електропостачання знеструмлених споживачів електроенергії. Такий процес складається з ряду послідовних операцій, кожна з яких характеризується своїм часом виконання [42, 51]:

$$T = t_s + t_a + t_f + t_w + t_k, \quad (1.1)$$

де t_s – час отримання інформації про пошкодження в ЕМ на диспетчерському пункті, її аналіз оперативно-диспетчерським персоналом та віддача команди оперативно-виїзній бригаді (ОВБ) про початок пошуку місця пошкодження в ЕМ; t_a – час прибуття ОВБ з бази РЕМ на п/ст., від якої живиться пошкоджена лінія

ЕМ; t_f – час пошуку і локалізації пошкоджень; t_w – час виконання ремонтних робіт; t_k – час знеструмлення електроспоживачів.

Незалежно від схеми ЕМ та її оснащення комутаційним обладнанням, після виникнення стійкого міжфазного КЗ відбувається відмикання електроспоживачів (або їхньої частини) при наявності протиаварійної автоматики. Інформація про такі випадки надходить на диспетчерський пункт ЕМ (або від електроспоживачів безпосередньо, або від підстанції, яка живить цю лінію ЕМ по каналах телеметрії). Час аналізу отриманої інформації та видачі керуючих розпоряджень ОВБ диспетчером ЕМ обмежується декількома (рідше десятками) хвилинами. У загальному випадку він визначається як досвідом диспетчера і його здатностями діяти в аварійних ситуаціях, так і його осначеністю матеріалами та засобами прискорення аналізу ситуації і прийняття рішень (наприклад, порадином оперативного персоналу у прийнятті рішень). Наразі відбувається оснащення центрів керування ЕМ засобами обчислювальної техніки, що створює передумови переходу до автоматизації процесу відновлення електропостачання знеструмлених споживачів в ЕМ.

Наступний етап ліквідації аварійних ситуацій в ЕМ полягає у прибутті ОВБ на підстанцію, від якої живиться в нормальному режимі пошкоджена лінія. Необхідність у цьому передбачається експлуатаційними інструкціями і визначається тим, що навіть після невдалого АПВ вимикача залишається імовірність, що пошкодження самоліквідується. Тому, ОВБ після прибуття на підстанцію вмикає відповідний вимикач і за результатами даної операції визначає, яке пошкодження має місце (стійке або нестійке). Витрати часу на виконання цього етапу (t_a) визначаються відстанню від місця дислокації ОВБ до відповідної підстанції.

Найбільших витрат часу, звичайно, займає пошук та локалізація пошкодженого фрагменту ЕМ, а також пошук місця пошкодження в локалізованому фрагменті. В реальних умовах цей час (t_f) може становити п'ять та більше годин. Після знаходження місця пошкодження і встановлення його причин виконується ремонт або заміна пошкодженого елемента лінії, що також

потребує витрат часу t_w . Час вмикання електроспоживачів (t_k) після виконання ремонтно-відновлювальних робіт, тобто затрати часу на відновлення нормальної схеми живлення електроспоживачів, складаються із часу на переїзди ОВБ та часу на виконання комутаційних операцій на підстанціях.

Виходячи із наведеного опису послідовності дій персоналу ЕМ та характерні часові проміжки цих операцій, можна зробити висновок, що скорочення часу аварійного вимкнення електроспоживачів ЕМ при відомій конфігурації схеми електромережі можливо виконати за рахунок наступних чинників:

- Оснащення ліній ЕМ новими технічними засобами – засобами швидкого та точного визначення місць пошкоджень на лініях електропередач, новою комутаційною апаратурою, засобами телесигналізації, автоматики, телеуправління та іншими.
- Оптимізації дій оперативно-диспетчерського персоналу, який виконує керування процесами відновлення живлення знеструмлених електроспоживачів в ЕМ. Зазначений аспект процесу ліквідації аварійних ситуацій в ЕМ, мабуть, найважливіший з усіх, бо, *по-перше* – строго обмежений у часі. *По-друге*, результатом можливих помилок ОП можуть бути, крім технологічних наслідків (пошкодження обладнання ЕМ), ще й значне збільшення загального часу нормалізації електропостачання з причини невірних інструкцій ОВБ та марно витраченим часом на їхні попередні операції та переїзди між підстанціями. Тобто процеси, що характеризуються найбільшими часовими проміжками t_a , t_f , t_w , необхідно буде виконувати спочатку.

Таким чином, для вдалого виконання процедури ВЕС потрібна формалізація дій оперативно-диспетчерського персоналу в таких обставинах і вибір ним оптимальних дій впродовж усього процесу відновлення електропостачання знеструмлених споживачів в ЕМ. Особливу актуальність і ефективність в даному випадку мають такі заходи з підвищення керованості ЕМ, які не потребують значних капітальних витрат. Одним із таких заходів є розробка та застосування

програмних порадників ОП, мета яких полягає в раціональній організації дій ОП та виключення можливих його помилок в процесі ліквідації аварійних ситуацій в ЕМ.

1.4 Методи та засоби, що застосовуються для пошуку варіантів відновлення електропостачання знеструмлених споживачів

Одним із пріоритетних напрямків науково-практичних досліджень в області електроенергетики є підвищення рівня керованості енергетичних систем та об'єктів. Вагоме значення при цьому приділяється підвищенню ефективності керування розподільними електричними мережами. Процеси керування електричними мережами досить складні та динамічні, а їхня автоматизація пов'язана із серйозними теоретичними та практичними труднощами. Над розв'язанням задач керування розподільними ЕМ у різні часи працювали та зробили вагомий внесок Буткевич О.Ф., Веніков В.А., Зорін В.В., Кириленко О.В., Кузнецов В.Г., Кутін В.М., Любарський Ю.Я., Маркушевич Н.С., Попов В.А., Скриль В.Ф., Стогній Б.С., Тисленко В.В., Тугай Ю.І., Шполянський О.Г., Щербина Ю. В., Яндутьський О.С. та багато інших вітчизняних та зарубіжних вчених. Таким чином, достатньо розробленими є питання: моделювання існуючих режимів та їхньої оптимізації (за різними критеріями) для розподільних ЕМ [2, 3, 4]; пов'язані із надійністю електропостачання [3]; розробки методів та засобів збору, обробки та передача телемеханічної інформації [5, 6, 7]; створення мікропроцесорних засобів релейного захисту та автоматики [8, 9]; створення автоматизованих систем для обліку електричної енергії, діагностування стану обладнання та керування розподільних ЕМ [2]. Разом із тим, однією із складових підвищення ефективності керування розподільними ЕМ, яка ще недостатньо розвинута, вважається задача відновлення електропостачання знеструмлених споживачів в результаті аварії в розподільних електричних мережах. Перші дослідження цієї задачі з'явилися у літературі ще у 1980-х роках та інтенсивно продовжуються і дотепер [2]. Проте в країнах пострадянського простору розв'язанню задачі ВЕС саме в такій постановці питання, майже не приділялося

уваги. Обсяг робіт обмежується кількома працями [10, 50], хоч при цьому вирішувався ряд «близьких» задач [1, 8, 9]: створення тренажерів оперативних перемикачів та побудови систем прийняття рішень (у таких задачах часто використовувалася подібна за наповненням система знань, але ставилися інші цілі).

Серед методів та засобів пошуку оптимальних розв'язків задач електроенергетики [9] для розв'язання задачі ВЕС використовувати можна майже всі, але з різною ефективністю. Не претендуючи на повноту огляду, найбільш поширені методи та засоби пошуку оптимальних варіантів відновлення електропостачання знеструмлених споживачів ЕМ умовно можна розділити на кілька груп, як зображено на рис. 1.1.



Рисунок 1.1 – Методи та засоби пошуку варіантів ВЕС ЕМ.

Найбільшого поширення в аспекті розв'язання задачі ВЕС набули методи та засоби штучного інтелекту. Останні застосовуються для розв'язання задач, які важко формалізувати або процес розв'язання яких, як правило, базується на експертних знаннях про об'єкт дослідження.

Будь-який метод пошуку оптимальних розв'язків має свої недоліки і переваги. Існує ряд факторів, які треба враховувати при оцінці ефективності алгоритмів пошуку оптимальних розв'язків задачі ВЕС в ЕМ. Важливим при цьому є збіжність пошукового процесу до точки глобального оптимуму,

чутливість до вхідних параметрів, ступінь використання обчислювальних ресурсів (швидкість знаходження розв'язку), складність реалізації та інші.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Критерії оптимізації для рішення задачі відновлення електроживлення споживачів підстанції

Розподіл отриманих варіантів відновлення електроживлення споживачів підстанції можливо виконувати за критеріями оптимізації, що в теперішніх умовах мають враховувати вплив як економічних обмежень так і технологічних аспектів. Основними критеріями оптимізації при розв'язанні задачі відновлення електроживлення споживачів є:

- відновлення максимально можливої, загальної потужності знеструмлених споживачів;
- мінімізація кількості перемикань в системі електроживлення;
- застосування поточного варіанту скорочення часу відновлення електроживлення. Розглянемо дані критерії більш детально.

1. *Відновлення максимально можливої (максимізація), загальної потужності знеструмлених споживачів.* Даний критерій (f_1) забезпечує відновлення всієї потужності знеструмлених споживачів, що є досягненням основної мети задачі відновлення електроживлення споживачів електричної мережі. Якщо в електричній мережі неможливо відновити усю потужність знеструмлених споживачів, то користуються критерієм f_1' , тобто критерієм відновлення потужності усіх пріоритетних споживачів в мережі, це можуть бути більш високої категорійності по надійності електроспоживачі.

$$f_1 = \frac{S_B}{S_3} \rightarrow \max(100\%), \quad (2.1)$$

$$f_1' = \frac{S_{BII}}{S_{3II}} \rightarrow \max(100\%), \quad (2.2)$$

де S_B – загальна потужність електроспоживачів яким здійснено відновлення електроживлення,

S_3 – загальна потужність знеструмлених споживачів при аварії в електричній мережі;

$S_{ВП}$ – потужність електроспоживачів, які мають перевагу і для яких здійснено відновлення живлення;

$S_{зП}$ – загальна потужність знеструмлених електроспоживачів, які мають перевагу в результаті аварії в електричній мережі.

2. *Зниження нерівномірності розподілу навантаження між центрами живлення.* Застосування даного критерію дає можливість покращити параметри режиму електричної мережі та дозволяє зменшити нерівномірність розподілу навантаження між центрами живлення, сусіднім із знеструмленим фрагментом, Робиться розподіл навантаження між центрами живлення пропорційно до їхньої пропускної здатності і з урахуванням обмежень із перевантаження ліній електричної мережі. Даний критерій запишемо так:

$$f_2 = \frac{\Delta S_{\min ЦЖ}}{\Delta S_{\max ЦЖ}} \rightarrow \max, \quad (2.3)$$

де $\Delta S_{\max ЦЖ}$ і $\Delta S_{\min ЦЖ}$ – центри живлення відповідно із максимальним і мінімальним ступенями завантаженості в електричній мережі опісля виконання процедури відновлення електроживлення споживачів.

3. *Мінімальна кількість перемикань у схемі електричної мережі.* Даний критерій (2.4) дозволяє знизити кількість комутаційних операцій при пошуку варіантів відновлення електроживлення споживачів в електричній мережі.

$$f_3 = \sum_{i=1}^{N_{sw}} A_{KAi} \rightarrow \min, \quad i = 1, 2, \dots, N_{sw}, \quad (2.4)$$

де $A_{K_{Ai}}$ – зміна станів комутаційних апаратів, що відображає зміну станів комутаційного обладнання при відновленні живлення споживачів та може визначатися як:

$$A_{K_{Ai}} = \begin{cases} 1 - \text{якщо стан } i\text{-го КА змінився;} \\ 0 - \text{в протилежному випадку,} \end{cases} \quad (2.5)$$

N_{sw} – загальна кількість комутаційних апаратів в схемі електричної мережі чи кількість комутаційних апаратів, що імовірно можуть застосовуватися для виконання відновлення електроживлення споживачів.

Як альтернатива до критерію f_3 є критерій (2.6), який забезпечує найбільш близьку нову комутаційну схему електричної мережі до стандартної комутаційної схеми мережі. Інколи, для певних мереж даний критерій може бути більш важливим, ніж критерій мінімальної кількості перемикань у схемі електричної мережі (2.5). Він дозволяє легше і швидше повернутися до нормальної комутаційної схеми електричної мережі після усунення наслідків аварійного стану.

$$f_3' = \sum_{i=1}^{N_{sw}} (A_{НОРМ_i} \text{ xor } B_{НВ_i}) \rightarrow \min, \quad (2.6)$$

де $B_{НВ} = [b_1, b_2, b_i \dots b_{N_{sw}}]$ і $A_{НОРМ} = [a_1, a_2, a_i \dots a_{N_{sw}}]$ – відповідно стани комутаційних апаратів нормальної комутаційної схеми електричної мережі та поточного варіанту відновлення живлення електроспоживачів в електричній мережі;

xor – логічна операція «або».

Визначення пріоритету критеріїв оптимізації f_3 та f_3' залежить від плану та практики усунення аварій в певній електричній мережі. Прийнято за основний критерій оптимізації f_3 .

4. *Зменшення часу відновлення.* Даний критерій має враховувати вплив часу використання різних можливих варіантів відновлення електроживлення споживачів на загальну ефективність:

$$f_4 = \sum_{i=1}^{N_{sw}} (t_{Ki} \cdot A_{KAi}) + t_{cm} \rightarrow \min, \quad i = 1, 2, \dots, N_{sw}, \quad (2.7)$$

де t_{Ki} – час для комутування i – того комутаційного апарату ;

A_{KAi} – зміни стану комутаційних апаратів;

t_{cm} – час стабілізації резерву і вводу.

Особливо актуальним є критерій зменшення часу відновлення. Оптимальним буде для електричних мереж, що містять суттєвий відсоток для електричних мереж із великою протяжністю та деяких ділянок з комутаційним обладнанням із ручним керуванням. Даний критерій зменшує час недопостачання електроенергії і покращує показники використання певних електричних мереж, і, також, дозволяє визначити варіанти відновлення електроживлення споживачів.

2.2 Пріоритетність критеріїв оптимізації відновлення електроживлення споживачів

Складність при порівнянні різних варіантів відновлення електропостачання споживачів полягає у формуванні загального критерію, котрий би відображав ефективність варіантів саме за поточних умов роботи електричної мережі. Необхідно сформулювати узагальнений критерій, тобто нормальну оцінку варіантів відновлення електроживлення споживачів. Більш високий критерій повинний відповідати найкращому варіанту відновлення електропостачання споживачів за поточних умов функціонування електричної мережі.

Отже, був сформований інтегральний «показник якості» (ІП) варіантів відновлення електроживлення споживачів [2], визначити який можемо з виразу

$$W(G) = \max((K_{PM} + K_{KM} + K_{npLДЖ} + K_{npЛЕМ}) \cdot C(G)). \quad (2.8)$$

Формуючи інтегральний показник якості варіантів відновлення електроживлення споживачів для спрощення його виразу (2.8) не враховано відповідні вагові коефіцієнти, які ми помножимо на складові інтегрального «показника якості» (K_{PM} , K_{KM} , $K_{npLДЖ}$, $K_{npЛЕМ}$). З допомогою цього визначають пріоритетність критеріїв оптимізації при розв'язку задачі. Дана задача – це експертна задача для визначення значень вагових коефіцієнтів, і її розв'язує оперативно-диспетчерський персонал електричної мережі. Проте для забезпечення ефективного її розв'язку потрібно передбачити певний механізм, що зможе полегшити оперативному персоналу розрахунок значень вагових коефіцієнтів.

Запропоновано виділити 5 рівнів пріоритетності для розрахунку відповідних значень вагових коефіцієнтів (таблиця 2.1) для кожного із критеріїв оптимізації.

Таблиця 2.1 – Пріоритетність критеріїв оптимізації

Рівні пріоритетності складових ІП	«Базові» значення відповідних вагових коефіцієнтів
(I) Дуже високий пріоритет	0,40
(II) Високий пріоритет	0,30
(III) Середній пріоритет	0,20
(IV) Низький пріоритет	0,10
(V) Дуже низький пріоритет	0,00

Із наведених у таблиці 2.1 - перший рівень відповідає найвищому пріоритету, а, відповідно, останній найнижчому. Критерії оптимізації, яким присвоєний «Дуже низький пріоритет» означає, що він не враховується взагалі.

В залежності від умов роботи в електричній мережі на практиці поточний склад критеріїв оптимізації та їхній пріоритет можуть значно відрізнятись. Таким чином, при пошуку варіантів відновлення електроживлення споживачів необхідно уточнити певні значення вагових коефіцієнтів. Розрахунок вагових коефіцієнтів

для поточної ситуації виконуємо, враховуючи співвідношення між рівнями пріоритетності

$$W_1 = \frac{1}{n_1 + \frac{3}{4} \cdot n_2 + \frac{2}{4} \cdot n_3 + \frac{1}{4} \cdot n_4}, \quad (2.9)$$

$$W_2 = \frac{1}{\frac{4}{3} \cdot n_1 + n_2 + \frac{2}{3} \cdot n_3 + \frac{1}{3} \cdot n_4}, \quad (2.10)$$

$$W_3 = \frac{1}{2 \cdot n_1 + 1,5 \cdot n_2 + n_3 + 0,5 \cdot n_4}, \quad (2.11)$$

$$W_4 = \frac{1}{4 \cdot n_1 + 3 \cdot n_2 + 2 \cdot n_3 + n_4}, \quad (2.12)$$

$$W_5 = 0, \quad (2.13)$$

де W_1, W_2, W_3, W_4, W_5 – значення вагових коефіцієнтів для даного складу та пріоритету критеріїв оптимізації;

n_2, n_3, n_4 – число критеріїв оптимізації, що належать до кожного рівня пріоритетності, які представлені у таблиці 2.1.

Щоб пояснити запропонований механізм визначення пріоритету критеріїв оптимізації приведемо розрахунок вагових коефіцієнтів для чотирьох критеріїв оптимізації. Першому із них (K_1) присвоєно «Дуже високий пріоритет», іншим двом (K_2 та K_3) «Середній пріоритет», і четвертому (K_4) – «Низький пріоритет». Отже, значення, які ми коригуємо для відповідних вагових коефіцієнтів можемо визначити як:

- для K_1

«Дуже високий пріоритет» ваговий коефіцієнт рівний

$$w_1 = \frac{1}{1 + \frac{3}{4} \cdot 0 + \frac{2}{4} \cdot 2 + \frac{1}{4} \cdot 1} = 0,444.$$

-

для K_2 та K_3 «Середній пріоритет» вагові коефіцієнти

$$w_{2-3} = \frac{1}{2 \cdot 1 + 1,5 \cdot 0 + 2 + 0,5 \cdot 1} = 0,222.$$

-

для K_4

«Низький пріоритет» ваговий коефіцієнт

$$w_4 = \frac{1}{4 \cdot 1 + 3 \cdot 0 + 2 \cdot 2 + 1} = 0,111.$$

Даний спосіб розрахунку значень вагових коефіцієнтів для встановлення пріоритетності критеріїв оптимізації можна реалізувати у вигляді відповідних програмних засобів, що можуть бути складовою частиною засобів пошуку оптимальних варіантів відновлення електроживлення споживачів.

Отже, оперативно-диспетчерському персоналу електричної мережі потрібно буде встановити певний рівень пріоритетності для складових інтегральних «показників якості», а розроблені програмні засоби зможуть визначити відповідні значення усіх вагових коефіцієнтів.

Розглянутий інтегральний «показник якості» та спосіб розрахунку його головних складових дозволяє враховувати при розв'язуванні задачі відновлення електроживлення споживачів розподільних електричних мереж режимні і топологічні обмеження за умови оперативним керуванням електричною мережею.

Розглянутий інтегральний «показник якості» дозволить складати варіанти відновлення електроживлення знеструмлених споживачів відповідно до пріоритетності критеріїв оптимізації та поточного складу.

2.3 Алгоритм розвантаження системи електропостачання

Через брак резервної потужності чи через певні перевантаження електричної мережі у деяких випадках повне відновлення електроживлення знеструмлених споживачів неможливе. Дану проблему можна вирішити такими методами: вимиканням чи не вмиканням певних споживачів електричної енергії та можливим перерозподілом потужності в електричній мережі. Зазвичай, здійснюється вимкнення споживачів електричної енергії. Вибір тих споживачів, що будуть знеструмлені внаслідок розвантаження електричної мережі, є непростю задачею і потребує формування критеріїв та способу дозованого відмикання споживачів електроенергії для автоматизації цього процесу (рисунок 2.1).

При запровадженні на підстанції з використанням програмного забезпечення, що реалізує алгоритм (рис. 2.1), оперативно-технічний персонал електричної мережі отримає можливість в автоматизованому або в діалоговому режимі скоригувати поточний (відібраний раніше) варіант відновлення електроживлення споживачів з метою усунення перевантажень ліній електропередачі та також центрів живлення (підстанцій).

Унаслідок виконання даного алгоритму буде сформовано новий варіант відновлення електроживлення споживачів, який найбільш повно задовольняє поточним даним умовам експлуатації певної підстанції та електричної мережі. Також є змога ліквідувати аварійні стани у системі електропостачання у разі їхнього існування.

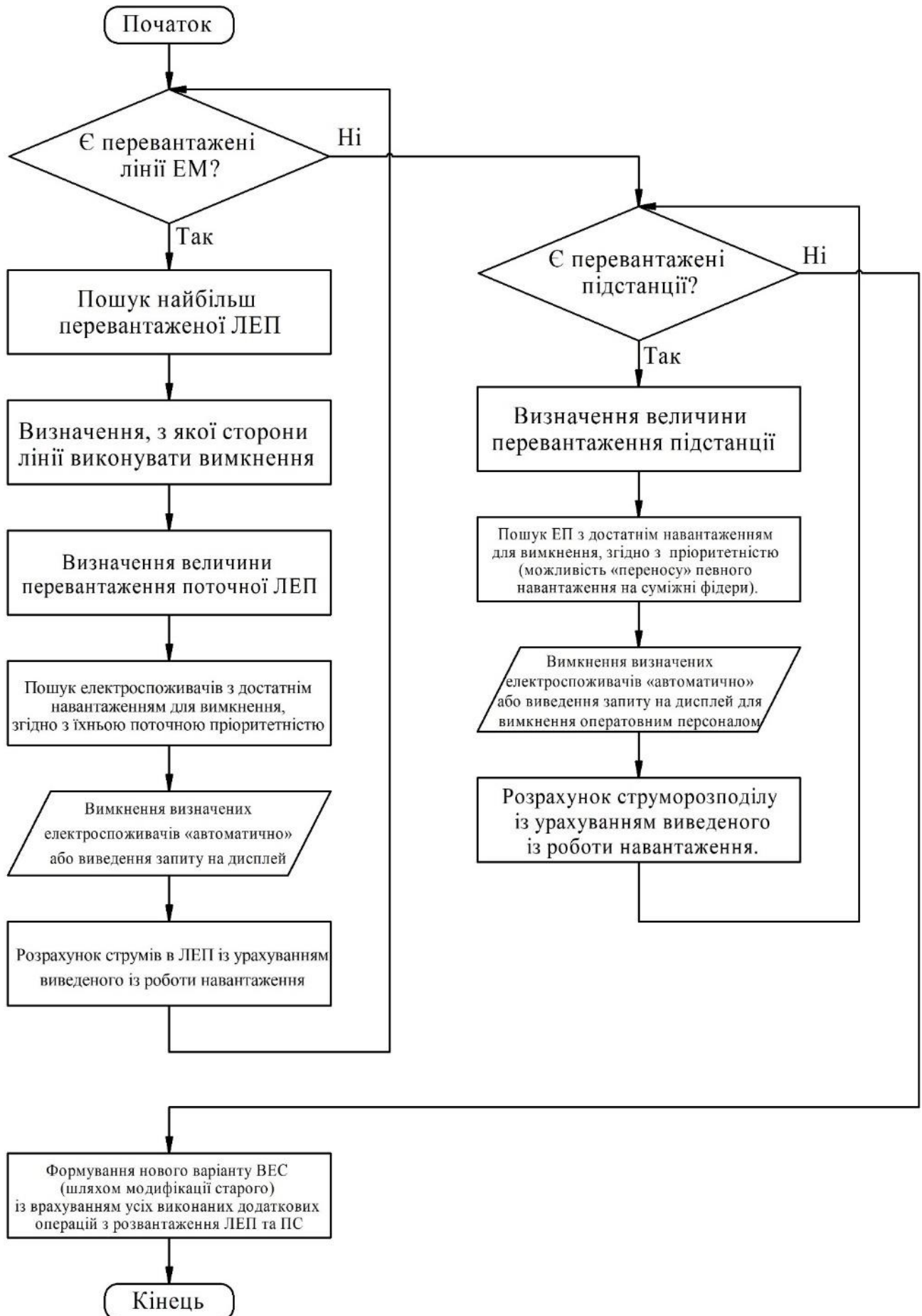


Рисунок 2.1 – Алгоритм розвантаження ліній електропередачі підстанції

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Електричні навантаження споживачів ПС 110/10 кВ

Електричні навантаження є початковими даними для вирішення складного комплексу технічних і економічних завдань. Визначення електричних навантажень складає перший етап проектування будь-якої системи електропостачання і проводиться з метою вибору і перевірки струмоведучих елементів (шин, кабелів, дротів), силових трансформаторів і перетворювачів по пропускній спроможності (нагріву) і економічними параметрами, розрахунку втрат, відхилень і коливань напруги, вибору компенсуючих установок, захисних пристроїв і т. д. Від правильної оцінки очікуваних електричних навантажень залежить раціональність вибору схеми і усіх елементів системи електропостачання і її техніко-економічні показники [5].

Електричні навантаження ПС 110/10 кВ представлені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Електричні навантаження споживачів ПС 110/10 кВ

Номер фідера	Споживач	Навантаження, А
1	2	3
І с.ш. – 10 кВ		
6	РП-36	34
8	ТП-304	44
10	ТП-339	40
36	сіль. РЕМ	-
14	РП-20	76
16	РП-4	96
17	РП-10	0,8
18	-	резерв

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
<i>II с.ш. – 10 кВ</i>		
20	сіль. РЕМ	-
22	ТП-315	23
24	РП-12	резерв
26	РП-30	87
28	РП-4	162
31	сіль. РЕМ	-
32	РП-36	56
34	РП-33	60
12	сіль. РЕМ	-
<i>III с.ш. – 10 кВ</i>		
60	РП-30	резерв
58	РП-32	53
56	КНС-9	15
54	РП-33	95
<i>IV с.ш. – 10 кВ</i>		
52	ТП-395	55
50	РП-26	64
42	РП-31	6
38	РП-10	72
37	РП-5	150
39	ТП-317	5
35	-	резерв
48	-	резерв
Разом		1193,8

3.2 Технічні рішення модернізації ПС 110/10 кВ

Технічні рішення модернізації підстанції спрямовані на підвищення надійності схеми підстанції :

- заміна встановлених трансформаторів (ТДН 1600/110/10 кВ) на трансформатори з розчепленою вторинною обвиткою (ТРДН 1600/110/10/10 кВ);
- установка вимикачів на стороні 110 кВ на ввідних лініях;
- вимикача на перемичці між лініями 110 кВ;
- заміна застарілого устаткування на нове і досконаліше.

Крім того, розглядається вибір додаткового устаткування для компенсації ємнісних струмів.

Модернізація ВРП 110 кВ.

У основу модернізації ВРП 110 кВ підстанції закладені наступні принципи:

- забезпечення можливості підключення ПЛ 110 кВ на будь-якому з етапів модернізації;
- збереження зв'язку між ВРП 110 кВ і КРПЗ 10 кВ;
- мінімальна кількість перемикань комутаційного устаткування;
- мінімальна кількість і протяжність тимчасових перемичок і ділянок ліній.

Модернізація КРПЗ 10 кВ.

До існуючого КРПЗ 10 кВ ПС підключені лінії електропередачі, одні з яких забезпечують електропостачання відповідальних споживачів. Вказані особливості приєднань КРПЗ 10 кВ визначають розрахункові умови, в яких повинна вироблятися модернізація діючої підстанції.

У основу приведенного нижче варіанту модернізації КРПЗ 10 кВ закладені наступні принципи:

- максимальне збереження в роботі усіх приєднань;
- забезпечення видачі усієї встановленої потужності ;
- збереження зв'язку між ВРП 110 і КРПЗ 10 кВ підстанції;
- мінімальна кількість тимчасових перемичок;
- виключення використання комірок міжсекційного вимикача для тимчасового підключення приєднань.

3.3 Вибір високовольтної апаратури

Вибір числа і потужності трансформаторів

Потужність трансформаторів підстанції визначається електроспоживанням споживачів 10 кВ. Годинні споживання навантажень зведені в таблицю 2.2.

Знаходимо повну середньоквадратичну потужність з графіку навантаження підстанції по формулі

$$S_{скв} = \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}};$$

$$S_{скв} = 14,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Номинальна потужність трансформаторів визначається по умові[7]

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_{скв}}{0,7 \cdot n} \quad (3.1)$$

де n - число трансформаторів на підстанції ($n = 2$);

0,7 - нормований коефіцієнт завантаження.

$$S_{ном.тр} \geq \frac{14,3}{0,7 \cdot 2} = 10,2 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Таблиця 3.2 – Годинні споживання навантажень

Час	$S, \text{ МВ}\cdot\text{А}$
2:00	12,5
3:00	12,5
4:00	12,5
5:00	14,3
6:00	14,3
7:00	14,3
8:00	14,3
9:00	14,3
10:00	14,3
11:00	14,3
12:00	14,3
13:00	14,3
14:00	14,3
15:00	16,2
16:00	16,2
17:00	16,2
18:00	16,2
19:00	16,2
20:00	14,3
21:00	14,3
22:00	12,5
23:00	14,3
0:00	
1:00	

З перспективою розвитку промислової зони і будівництвом нових мікрорайонів залишаємо існуючі трансформатори потужністю $S_n = 16 \text{ МВ}\cdot\text{А}$.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі

$$k_3 = \frac{S_{скв}}{S_n \cdot n}. \quad (3.2)$$

$$k_3 = \frac{14,3}{16 \cdot 2} = 0,45$$

Отже, в нормальному режимі трансформатори не перевантажені.

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

$$k_3^{ав} = \frac{S_{розрах.}}{S_n}. \quad (3.3)$$

$$k_3^{ав} = \frac{14,3}{16} = 0,89$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора в післяаварійному режимі не перевищує встановленої норми 1,5. Отже, трансформатори потужністю 16 МВ·А кожний задовільняють необхідним умовам.

Для підвищення надійності вибираємо трансформатори з розчепленою вторинною обвиткою ТРДН-16000/110/10/10 взамін існуючих трансформаторів тієї ж потужності ТДН 16000/110/10. Параметри трансформатора зведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Параметри силового трансформатора

Тип трансформатора	ТРДН- 16000/110/10/10
$S_{ном}, МВ \cdot А$	16
$U_{вн}, кВ$	115
$U_{нн}, кВ$	10,5-10,5
$\Delta P_{xx}, кВт$	19
$\Delta P_{к}, кВт$	85
$U_{к}, \%$	10,5
$I_{xx}, \%$	0,7
Кількість трансформаторів	2

Визначення втрат електроенергії в трансформаторах

Втрати електроенергії в двообмоточних трансформаторах, $MВт \cdot год$

$$\Delta E = \Delta P_{тр.нав.} \cdot \tau + \Delta P_x \cdot T, \quad (3.4)$$

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 $T = 8760 год$).

$$\Delta P_{тр.нав.} = \frac{S_{розрах.}^2}{U_{ВН}^2} \cdot R_{тр.}, \quad (3.5)$$

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, $Ом$.

$$R_{тр.} = \frac{\Delta P_{к.} U_{ВН}^2}{S_{ном}^2}, \quad (3.6)$$

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

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

$$\Delta E = \Delta P_{к.} \cdot \left(\frac{S_{розрах.}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot T. \quad (3.7)$$

Втрати електроенергії в групі однакових паралельно включених трансформаторів

$$\Delta E = \Delta P_{\kappa} \cdot \left(\frac{S_{\text{розрах.}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot T \quad (3.8)$$

де n - число трансформаторів в групі.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \text{ (год.)} \quad (3.9)$$

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

$$T_{\text{max}} = \frac{P_1 t_1 + P_2 t_2 + \dots + P_n t_n}{P_{\text{max}}} \cdot 365 \quad (3.10)$$

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, $MBm \cdot \text{год}$.

$$\Delta E = \frac{\Delta P_{\kappa}}{2S_{\text{ном}}^2} \cdot (S_B^2 + S_C^2 + S_H^2) \cdot \tau + \Delta P_x \cdot T, \quad (3.11)$$

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, $MBm \cdot \text{год}$.

$$\Delta E = \frac{\Delta P_{\kappa}}{2S_{\text{ном}}^2} \cdot (S_B^2 \tau_B + S_C^2 \tau_C + S_H^2 \tau_H) + n \cdot \Delta P_x \cdot T, \quad (3.12)$$

де n - число трансформаторів в групі.

Розрахунки представлені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах

Тип трансформара	Кількість трансформаторів	τ , год	ΔP_x , МВт	ΔP_k , МВт	T , год.	$S_{\text{розрах.}}$, МВ·А	$S_{\text{ном.}}$, МВ·А	ΔE , МВт·год
ТРДН-16000/110/10/10	2	6298	0,0250	0,120	8760,0	14,30	160	561,60

Вибір трансформаторів власних потреб

Безперервність процесу передачі і розподілу електроенергії споживачам на підстанції забезпечується споживачами власних потреб. Як джерела енергії для них використовуються знижувальні трансформатори 10/0,4.

У таблиці 3.5 представлені споживачі власних потреб підстанції.

Шляхом вимірів було з'ясовано, що електропостачання споживачів власних потреб складає в середньому $S_{cp} = 224 \text{ кВ}\cdot\text{А}$.

Визначимо потужність трансформаторів власних потреб

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{cp}}{0,7 \cdot n} = \frac{234}{0,7 \cdot 2} = 167 \text{ кВА}$$

Вибираємо трансформатори $S_n = 250 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів в нормальному режимі

$$k_3 = \frac{S_{cp}}{S_n \cdot n} = \frac{234}{2 \cdot 250} = 0,47$$

Таблиця 3.5 - Споживачі власних потреб підстанції

Найменування споживача	I_n , А
1. Охолодження Т1	25
2. Охолодження Т2	25
3. Освітлення КРИЧУ	50
4. Регулювання напруги Т1	50

5. Регулювання напруги Т2	50
6. Обігрів лічильників Альфа	50
7. Освітлення комірок 10кВ	25
8. Аварійне освітлення ЗРП- 10 кВ	25
9 Обігрів приводів ОД і КЗ- 110 кВ	25
10. Освітлення коридору ЗРП	25
11. Силовий щиток в ЗРП- 10	50
12. Перевірка пристроїв РЗіА	25
13. Телевимірювання	63

Коефіцієнт завантаження трансформаторів в післяаварійному режимі

$$k_3^{ав} = \frac{S_{cp}}{S_n} = \frac{234}{250} = 0,94$$

Отже, трансформатори власних потреб не перевантажені.

На підстанції встановлено два трансформатори власних потреб ТМЗ- 250/10/0,4.

Таким чином, трансформатори власних потреб на підстанції заміни не потребують.

Вибір вимикачів високої напруги

Вимикач - це апарат, призначений для відключення і включення кіл високої напруги в нормальних і аварійних режимах.

Вимикач є основним комутаційним апаратом в електричних установках, він служить для відключення і включення кола в будь-яких режимах. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів короткого замикання.

До вимикачів високої напруги пред'являються наступні вимоги [14]:

- надійне відключення струмів будь-якої величини від десятків ампер до номінального струму відключення;
- швидкість дії, тобто найменший час відключення;

- придатність для автоматичного повторного включення, тобто швидке включення вимикача відразу ж після відключення;
- можливість пофазного (пополюсного) управління для вимикачів 110 кВ;
- зручність ревізії і огляду контактів і механічної частини;
- вибухо і пожежонебезпека;
- зручність транспортування і обслуговування.

Високовольтні вимикачі повинні тривало витримувати номінальний струм і номінальну напругу .

Вибір вимикачів робиться [13]:

- по напрузі

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}; \quad (3.13)$$

- по тривалому струму

$$I_{\text{розрах.}} \leq I_{\text{н}}; \quad (3.14)$$

- по відключаючій здатності.

В першу чергу виконується перевірка на симетричний струм відключення

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{відмик.н}}, \quad (3.15)$$

де $I_{\text{пт}}$ - діюче значення періодичної складової струму короткого замикання у момент τ початку розбіжності дугогасительных контактів;

$I_{\text{відмик.н}}$ - номінальний струм відключення, кА.

Потім перевіряється здатність вимикача відключити асиметричний струм короткого замикання, т. е. повний струм короткого замикання з урахуванням аперіодичної складової

$$\left(\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат}\right) \leq \sqrt{2}I_{відкл.н} (1 + \beta_n), \quad (3.16)$$

де $i_{ат}$ - аперіодична складова струму короткого замикання у момент розбіжності контактів τ ;

β_n - номінальне значення відносного змісту аперіодичної складової в струмі короткого замикання, що відключається;

τ - найменший час від початку короткого замикання до моменту розбіжності дугогасительных контактів

$$\tau = t_{з.мін} + t_{с.в},$$

де $t_{з.мін} = 0,01$ с - мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{с.в}$ - власний час відключення вимикача.

На електродинамічну стійкість вимикач перевіряється по граничному наскрізному струму короткого замикання

$$I'' \leq I_{нр.с}; \quad (3.17)$$

$$i_y \leq i_{нр.с}; \quad (3.18)$$

де I'' - початкове значення періодичної складової струму короткого замикання в колі вимикача;

$I_{нр.с}$ - діюче значення граничного наскрізного струму короткого замикання (по довіднику);

i_y - ударний струм короткого замикання в колі вимикача;

$i_{нр.с}$ - амплітудне значення граничного наскрізного струму короткого замикання (по каталогу).

На термічну стійкість вимикач перевіряється по тепловому імпульсу

$$B_{\kappa} \leq I_m^2 t_m, \quad (3.19)$$

$$B_{\kappa} = I^2 (t_{\text{відкл.}} + T_a), \quad (3.20)$$

де B_{κ} - тепловий імпульс за розрахунком;

I_m - граничний струм термічної стійкості по каталогу;

t_m - тривалість протікання струму термічної стійкості, с.

Перевірка вимикачів по параметрах напруги, що відновлюється, зазвичай не проводиться.

Розглянемо вибір високовольтного вимикача на ВРП 110 кВ для приєднання лінії Промислова. Максимальний робочий струм в лінії рівний:

$$I_{\text{роб.макс}} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}, \quad (3.21)$$

$$I_{\text{роб.макс}} = \frac{14,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 75,1 \text{ А}$$

Вибираємо вимикач типу [9]: ВМТ-110Б/1000/УХЛ1 і виконуємо перевірку:

По напрузі

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{ном.мережі}} = 110 \text{ кВ}$$

За номінальним струмом

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{розрах.}} = 75,1 \text{ А}$$

За струмом відключення

$$I_{\text{відкл.}} = 20 \text{ кА} > I_{\kappa} = 8,4 \text{ кА}$$

За величиною ударного струму к.з. в мережі

$$i_{\text{пр.скв}} = 52 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 20,2 \text{ кА}$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 20 \text{ кА} > I_{\kappa} = 8,4 \text{ кА}$$

На термічну стійкість

$$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > I_{\kappa}^2 (t_{\text{відкл.}} + T_a) = 8,4^2 \cdot (5,2 + 0,023) \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

На здатність вимикача відключити асиметричний струм короткого замикання

$$\sqrt{2} \cdot I_k (1 + \beta_{ном} / 100) = \sqrt{2} \cdot 20(1 + 0,25) > \sqrt{2} \cdot 8,4(1 + e^{\frac{-(0,05+0,1)}{0,007}})$$

Таким чином, вимикач відповідає усім вимогам. Результати вибору вимикачів ВРП 110 і ЗРП 10 кВ зведені в таблицю 3.6.

Вибір роз'єднувачів

Вибір роз'єднувачів робиться [14]:

- по напрузі;
- по струму;
- по конструкції, роду установки;
- по електродинамічній стійкості;
- по термічній стійкості.

Результати вибору роз'єднувачів зведені в таблиці 3.7

Таблиця 3.6 – Вибір високовольтних вимикачів

ВМТ-110Б/1000УХЛ1		
Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст.} \leq U_n$	$U_{уст.} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$
$I_{розрах.} \leq I_n$	$I_{розрах.} = 75,1 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{відкл.н}$	$I_{нт} = 8,4 \text{ кА}$	$I_{відкл.н} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 20,2 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 5,2 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_m^2 t_m = 1200 \text{ кА}^2 \text{с}$
$I_{нр.скв} > I_k$	$I_k = 8,4 \text{ кА}$	$I_{нр.скв.} = 20 \text{ кА}$
ВБКЕ-10-20/1600УХЛ1 (для ввідних і міжсекційних вимикачів)		
$U_{уст.} \leq U_n$	$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$

$I_{\text{розрах.}} \leq I_n$	$I_{\text{розрах.}} = 825,6 \text{ A}$	$I_n = 1600 \text{ A}$
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{відкл.н}}$	$I_{\text{нт}} = 15,3 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.н}} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{\text{нр.с}}$	$i_y = 38,9 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 22,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_m^2 t_m = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{\text{нр.сқв}} > I_k$	$I_k = 15,3 \text{ кА}$	$I_{\text{нр.сқв.}} = 20 \text{ кА}$
ВБКЕ-10-20/630УХЛ (на приєднання)		
$U_{\text{уст.}} \leq U_n$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{розрах.}} \leq I_n$	$I_{\text{розрах.}} = 272 \text{ A}$	$I_n = 630 \text{ A}$
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{відкл.н}}$	$I_{\text{нт}} = 15,3 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.н}} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{\text{нр.с}}$	$i_y = 38,9 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с}} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 22,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_m^2 t_m = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{\text{нр.сқв}} > I_k$	$I_k = 15,3 \text{ кА}$	$I_{\text{нр.сқв.}} = 20 \text{ кА}$

Таблиця 3.7 – Вибір роз'єднувачів

РНДЗ 1-110/1000ХЛ		
Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
1. $U_{уст} \leq U_n$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$
2. $I_{роб.макс} \leq I_n$	$I_{роб.макс} = 75,1 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$
3. $i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 20,2 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
4. $B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 5,2 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_m^2 t_m = 3969 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Роз'єднувачі не перевіряють на комутаційну здатність при коротких замиканнях, оскільки вони не призначені для роботи в такому режимі.

Вибір комірок КРПЗ - 10 кВ.

Для комплектування КРПЗ - 10 кВ виберемо малогабаритні комірки К-59. Ці комірки відповідають сучасним вимогам експлуатації, мають візки викочувань з вакуумними вимикачами, безпечний доступ до будь-якого елемента КРП - 10.

У складі КРП серії К-59 входять вакуумні вимикачі типу ВВЕ- 10-20/1600 з електромагнітним приводом, трансформатори струму, трансформатори напруги, розрядники, заземляючі ножі, збірні і сполучні шини, опорні і перехідні ізолятори.

Вибір вимірювальних трансформаторів.

Трансформатори струму.

Трансформатор струму (ТС) призначений для зменшення первинного струму до величин, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для відділення кіл вимірювання і захисту від первинних кіл високої напруги .

Вибір ТС при проектуванні РП полягає у виборі типу трансформатора, визначенні очікуваного навантаження і зіставленні його з номінальним, перевірки на електродинамічну і термічну стійкість. Клас точності визначають відповідно до призначення трансформатора струму: клас точності 0,5 - застосовуємо для

приєднання лічильників комерційного обліку; класу 1 - для усіх технічних вимірювальних приладів; класу 3 і 10 - для релейного захисту [21].

Контроль за режимом роботи підстанції здійснюємо за допомогою контрольно-вимірювальних приладів: вольтметра, ватметра, варметра, лічильників активної і реактивної енергії. Вибір і порівняння трансформаторів струму приведений в таблицю 3.8.

Таблиця 3.8 – Вибір і перевірка трансформаторів струму

ТФЗМ - 110Б- 1		
Умова вибору і перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$
$I_{роб.макс} \leq I_n$	$I_{роб.макс} = 75,1 \text{ А}$	$I_n = 300 \text{ А}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 5,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_m^2 t_m = 2187 \text{ кА}^2\text{с}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 20,2 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 62 \text{ кА}$
ТШЛ- 10		
Умова вибору і перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{роб.макс} \leq I_n$	$I_{роб.макс} = 825,6 \text{ А}$	$I_n = 1500 \text{ А}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 22,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_m^2 t_m = 2187 \text{ кА}^2\text{с}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 38,9 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 69 \text{ кА}$
ТПЛ- 10		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{роб.макс} \leq I_n$	$I_{роб.макс} = 272 \text{ А}$	$I_n = 400 \text{ А}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 22,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_m^2 t_m = 3675 \text{ кА}^2\text{с}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 38,9 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 66 \text{ кА}$

Для перевірки трансформаторів струму за вторинним навантаженням, користуючись каталожними даними приладів, визначаємо навантаження по фазах (таблиця 3.9).

З таблиці. 3.9 видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Виконуємо перевірку по вторинному навантаженню трансформаторів струму ТФЗМ 110Б- 1. Загальний опір приладів

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{9,1}{25} = 0,364 \text{ Ом.}$$

Виконуємо перевірку по вторинному навантаженню трансформаторів струму ТШЛ- 10. Загальний опір приладів

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{14,1}{25} = 0,564 \text{ Ом.}$$

Таблиця 3.9 – Навантаження по фазах

Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза З
Амперметр	Э365	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д365	1,5	-	1,5
Варметр	Д365	2,5	-	2,5
Лічильник активної та реактивної енергії	ЕвроАль фа	2,5	2,5	2,5
РЗіА		5	5	5
Разом		14,1	10,1	14,1

Вторинне номінальне навантаження трансформатора струму в класі точності 0,5 складає 0,8 Ом. Опір контактів приймаємо 0,1, тоді опір проводів

$$r_{пр} = z_{2н} - r_{приб} - r_{к} = 0,8 - 0,564 - 0,1 = 0,136 \text{ Ом.}$$

Перевірка трансформаторів струму на 110 і 10 кВ зведена в таблиці. 3.10.

Таблиця 3.10 – Перевірка трансформаторів струму

Тип ТС	I_2, A	$r_{приб}, Ом$	$r_{пр}, Ом$
--------	----------	----------------	--------------

ТШЛ- 10	25	0,564	0,136
ТФЗМ-110Б- 1	25	0,564	0,136
ТШЛП- 10	25	0,564	0,136

Трансформатори напруги.

Вимірювальні трансформатори напруги (ТН) призначені для перетворення напруги до значення, зручного для виміру. Трансформатори, призначені для приєднання лічильників, повинні відповідати класу точності 0,5. Для приєднання щитових вимірювальних приладів використовують трансформатори класів 1,0 і 3,0; для релейного захисту - 0,5, 1,0 і 3,0.

Трансформатори напруги вибирають [14]:

- по напрузі

$$U_{уст} \leq U_n ; \quad (3.22)$$

- по конструкції і схемі з'єднання обмоток;

- по класу точності;

- по вторинному навантаженню

$$S_{2\Sigma} \leq S_n , \quad (3.23)$$

де S_n - номінальна потужність у вибраному класі точності;

$S_{2\Sigma}$ - навантаження усіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, $B \cdot A$.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \phi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \phi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} . \quad (3.24)$$

Для ВРП 110 кВ вибираємо трансформатор напруги типу НКФ-110-83. Підрахунок навантаження наведений в таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	Спожи- вана потуж- ність	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	К-ть.	Сумарна потужність ΣS
Вольтметр	Е365	0,1	1	0	3	0,3
Ватметр	Д365	1,5	1	0	2	3
Варметр	Д335/1	2,5	0,38	0,925	2	5
Лічильник	ЄвроАльфа	2,5	0,38	0,925	3	7,5
РзіА		5	1	0	3	5

Розглянемо вибір трансформатора на $U = 110 \text{ кВ}$:

$$400 \text{ В} \cdot \text{А} > \sqrt{(0,3 \cdot 1 + 3 \cdot 1 + 5 \cdot 0,38 + 7,5 \cdot 0,38 \cdot 2 + 5 \cdot 1)^2 + (5 + 7,5 + 7,5)^2 \cdot 0,925^2} = 25,6 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Розглянемо вибір трансформатора на $U = 10 \text{ кВ}$

$$S_{\text{ном}} = 120 \text{ В} \cdot \text{А} > 25,6 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Вибір трансформаторів напруги зведений в таблиці. 3.12

Таблиця 3.12 – Вибір трансформаторів напруги

Тип ТН	$S_{2\Sigma}, \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{\text{н}}, \text{ В} \cdot \text{А}$
НТМИ- 10	25,6	120
НКФ- 110-83	25,6	400

Таким чином, трансформатори працюватимуть у вибраному класі точності.

3.4 Вибір струмоведучих частин

Вибір струмопроводу.

Виберемо струмопровід, по якому електроенергія передається від трансформатора 110/10 кВ в КРПЗ - 10 кВ [14].

Визначимо економічно вигідний переріз токопроводу (матеріал - алюміній)

$$S_{\text{економ.}} = \frac{I_{\text{роб}}}{i_{\text{ек}}} \quad (3.25)$$

де $i_{\text{ек}}$ - економічна щільність струму;

$I_{\text{роб}}$ - робочий струм нормального режиму.

$$I_{\text{роб}} = \frac{I_{\text{розрах.}}}{2} \quad (3.26)$$

де $I_{\text{розрах.}}$ - розрахункове значення струму.

$$I_{\text{розрах.}} = \frac{S_{\text{розрах.}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} = 825,6 \text{ A}$$

$$I_{\text{розрах.}} = \frac{825,6}{2} = 412,8 \text{ A}$$

$$S_{\text{економ.}} = \frac{412,8}{1,3} = 317,5 \text{ мм}^2$$

Вибираємо струмопровід 2АС- 150.

Умова вибору по тривалому нагріву:

$$I_{\text{роб.}} \leq I_{\text{доп}} \quad (3.27)$$

де $I_{\text{роб.}}$ - максимальний робочий струм токопровода.

$$I_{\text{доп}} = I_m \cdot k_1 \cdot k_5 \quad (3.28)$$

де I_m - максимальне допустиме значення струму для провідника по ПУЕ;

k_1 - коефіцієнт, що враховує фактичну температуру довкілля;

k_5 - коефіцієнт, що враховує фактичну робочу напругу.

Виберемо в якості провідника АС- 150.

$$I_m = 450 \text{ A}$$

$$k_1 = 1$$

$$k_5 = 1,05$$

$$I_{\text{доп}} = I_m \cdot k_1 \cdot k_5 = 1 \cdot 1,05 \cdot 450 = 472,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{роб.}} = I_{\text{розрах.}} = 825,6 \text{ А}$$

Нехай на кожну фазу токопровода йдуть лінії АС - 150, таким чином буде лінією 2АС- 150.

$$I_{\text{роб}} = 825,6 < 2I_{\text{доп}} = 2 \cdot 472,5 = 945 \text{ А}$$

Перевірка по електродинамічній стійкості.

Для забезпечення електродинамічної стійкості шинопроводу при струмах короткого замикання розрахункова напруга не повинна перевершувати допустимої напруги $\sigma_{\text{доп}}$.

$$\sigma_{\text{розрах.}} \leq \sigma_{\text{доп.}} \quad (3.29)$$

Для алюмінію $\sigma_{\text{доп}} = 70 \text{ МПа}$.

Оскільки в нашому випадку на кожну фазу йде дві лінії, то виникають електродинамічні сили двох видів: зусилля від взаємодії струмів різних фаз і зусилля від взаємодії струмів в провідниках однієї фази.

$$\sigma_{\text{розрах.}} = \sigma_1 + \sigma_2 \quad (3.30)$$

де σ_1 - напруга на шині в результаті взаємодії струмів різних фаз;
 σ_2 – напряжение в проводниках одной фазы.

$$\sigma_1 = \sqrt{3} \frac{l^2}{\xi a W_1} \cdot i_{\text{yd}}^2 \cdot 10^{-7} \quad (3.31)$$

де i_{yd} - ударний струм короткого замикання, $i_{\text{yd}} = 38,9 \text{ кА}$;
 a - відстань між фазами, м;

$$a = 1 \text{ м}$$

l - довжина прольоту токопровода, м;

$$l = 0,5 \text{ м}$$

$$\xi = 10$$

W - момент опору поперечного перерізу, м^3 ;

$$W_1 = 2W$$

$$W = \frac{\Pi d^3}{32}, \quad (3.32)$$

де d - діаметр провідника, м;

$$d = 17,5 \text{ мм.}$$

$$\sigma_2 = \frac{ql^2}{12W} = \frac{ql^2 \cdot 8}{\Pi d^3 \cdot 3},$$

де q - сила взаємодії між провідниками однієї фази на 1 м довжини.

$$q = 0,82 \frac{i_{y\partial}^2}{l_2} \cdot 10^{-7} \quad (3.33)$$

де l_2 - відстань між провідниками однієї фази, м;

$$l_2 = 0,15 \text{ м.}$$

$$\sigma_2 = 2,17 \frac{l^2}{\Pi d^3 \cdot l_2} \cdot i_{y\partial}^2 \cdot 10^{-7}.$$

$$\sigma_{\text{розрах.}} = \frac{l^2 \cdot i_{y\partial}^2 \cdot 10^{-7}}{\Pi d^3} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 16}{\xi a} + \frac{2,17}{l_2} \right);$$

$$\sigma_{\text{розрах.}} = \frac{38,9^2 \cdot 10^6 \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2}{3,14(0,0175)^3} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 16}{10 \cdot 1} + \frac{2,17}{0,15} \right) = 39,1 \text{ Мпа.}$$

$$\sigma_{\text{розрах.}} = 39,1 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа}$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю 3.13

Таблиця 3.13 – Результати розрахунків

Умови для вибору	Розрахункові дані	Дані для струмопроводу
------------------	-------------------	------------------------

$U = 10 \text{ кВ}$		
$S_{\text{економ}} = \frac{I_{\text{роб}}}{i_{\text{ек}}}$	$I_{\text{роб}} = \frac{I_{\text{розрах.}}}{2}$ $I_{\text{роб.}} = \frac{S_{\text{нр}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}$ $i_{\text{ек}} = 1,3$ $I_{\text{роб}} = 412,8 \text{ А мм}^2$ $S_{\text{економ}} = 317,5 \text{ мм}^2$	$S = 150 \text{ мм}^2$ 2АС- 150
$I_{\text{роб.}} \leq I_{\text{дон}}$ $\sigma_{\text{розрах.}} \leq \sigma_{\text{дон.}}$	$I_{\text{дон}} = I_{\text{т}} \cdot k_1 \cdot k_5$ $I_{\text{раб.}} = 825,6 \text{ А}$ $l = 1 \text{ м}, a = 1 \text{ м}, \xi = 10,$ $i_{\text{уд}} = 7 \text{ кА}$ $W = \frac{\Pi d^3}{32} \quad d = 17,5 \text{ мм.}$ $\sigma_{\text{розрах.}} = 39,1 \text{ МПа}$	$I_{\text{т}} = 450 \text{ А}$ $I_{\text{дон}} = 2 \cdot 472,5 \text{ А}$ $\sigma_{\text{дон.}} = 70 \text{ МПа}$

Таким чином, вибираємо струмопровід 2АС- 150 для з'єднання виводів трансформаторів з шинами КРПЗ- 10 кВ.

Вибір шинопроводу.

Переріз збірних шин вибирають по [13]:

- по допустимому нагріву, виходячи із струмового навантаження в режимі, що обважнює;

- по термічній стійкості;

- по електродинамічній стійкості.

Вибираємо шинопровід для КРПЗ- 10 кВ.

Розрахунковий струм максимального режиму

$$I_{\text{max.}} = 825,6 \text{ А.}$$

Вибираємо алюмінієві шини перерізом $60 \times 6 \text{ мм}^2$.

$$I_{\text{дон.}} = 870 \text{ А.}$$

Перевірка по допустимому нагріву:

$$I_{\text{max.}} < I_{\text{дон}}$$

$$I_{\text{max.}} = 825,6 < I_{\text{дон}} = 870.$$

Мінімальний переріз шинопроводу по термічній стійкості

$$S_{m.c.} = \frac{\sqrt{I_k^2 \cdot t_n}}{C}$$

де I_k - сталий струм к.з., A ;

t_n - приведений час к.з., c ;

C - коефіцієнт, для алюмінію $C = 92$.

$$t_n = t_{відкл.} + T_a$$

$$t_n = 0,05 + 0,046 = 0,096 \text{ c.}$$

$$I_k = 15,3 \text{ кА} = 15300 \text{ A.}$$

$$S_{m.c.} = \frac{\sqrt{15300^2 \cdot 0,096}}{92} = 51,5 \text{ мм}^2 < 60 \times 6 \text{ мм}^2$$

По електродинамічній стійкості шини вибирають виходячи з умови

$$\sigma_{розрах.} \leq \sigma_{доп.}$$

де σ - напруження в матеріалі шин;

$$\sigma_{розрах.} = \frac{M}{W} \quad (3.34)$$

де M - максимальний вигинаючий момент, $H \cdot м$;

W - момент опору перерізу шин, $м^3$.

$$M = \frac{F \cdot l}{\xi} \quad (3.35)$$

де F - сила взаємодії між провідниками при протіканні по них ударного струму к.з., H ;

l - відстань між ізоляторами, $l = 1 м$.

$$\xi = 10$$

$$F = 1,76 \cdot i_{уд}^2 \cdot 10^6 \frac{l}{a} \cdot 10^{-7} \cdot K_\phi \quad (3.36)$$

де a - відстань між фазами, $a = 0,15$ м;

K_ϕ - коефіцієнт форми, $K_\phi = 0,35$;

$i_{y\partial}$ - ударний струм короткого замикання, $i_{y\partial} = 38,9$ кА.

Нехай шини розташовані одна до одної вузькими сторонами:

$$b = 6 \text{ мм} = 6 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

$$h = 60 \text{ мм} = 6 \cdot 10^{-2} \text{ м}$$

$$F = 1,76 \cdot 38,9^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{0,15} \cdot 10^{-7} \cdot 0,35 = 62,1 \text{ Н}$$

$$M = \frac{62,1}{10} = 6,21 \text{ Н}\cdot\text{м.}$$

$$W = \frac{hb}{6}$$

$$W = \frac{(6 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{6} = 3,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

$$\sigma_{\text{розрах.}} = \frac{62,1}{3,6 \cdot 10^{-6}} = 17,3 \text{ мПа.}$$

Найбільш допустиме при згині напруження $\sigma_{\text{дон}}$ не повинне перевищувати для алюмінію 70 мПа .

$$\sigma_{\text{розрах.}} = 17,3 \leq \sigma_{\text{дон.}} = 70 \text{ мПа}$$

Знайдемо частоту власних коливань шин

$$f_0 = \frac{3,56}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}} \quad (3.37)$$

де E - модуль пружності матеріалу шин, для алюмінію $E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$;

J - момент інерції поперечного перерізу шин, м^4 .

$$J = \frac{h^3 b^4}{12} \text{ (при розміщенні шин одна до одної вузькими сторонами).}$$

$$J = \frac{6 \cdot 10^3 \cdot 6^3 \cdot 10^{-6}}{12} = 10,8 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

де m - маса одного погонного метра шини, кг/м

$$f_0 = \frac{3,56}{l^2} \sqrt{\frac{10,8 \cdot 10^{-8} \cdot 7 \cdot 10^{10}}{0,964}} = 315,3 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц}$$

Отже, явище резонансу не враховується.

Таким чином, алюмінієві шини прямокутного перерізу $60 \times 6 \text{ мм}^2$ задовільняють необхідні умови.

Вибір ізоляторів.

Ізолятори призначені для кріплення шин і їх безпечного обслуговування.

Ізолятори, вибираються за наступними умовами:

1. Рід установки

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{ном.уст.}} \quad (3.38)$$

2. Допустиме механічне навантаження

$$F_{\text{розрах.}} < 0,6 F_{\text{раз}} \quad (3.39)$$

Розрахункове навантаження на ізолятор визначається за формулою:

$$F_{\text{розрах.}} = 1,76 \cdot 10^{-6} \cdot i_{\text{уд}}^2 \frac{l}{a} \quad (3.40)$$

де l - відстань між ізоляторами в прольоті, $l = 1 \text{ м}$.

a - відстань між фазами, $a = 0,15 \text{ м}$

$$F_{\text{розрах.}} = 1,76 \cdot 10^{-6} \cdot 38,9^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{0,15} = 17,6 \text{ кН}$$

Вибираємо ізолятор для внутрішньої установки: ИОР-10-30.00УХЛ:

$$1. U_{ном.} = 10 \text{ кВ} = U_{ном.уст.} = 10 \text{ кВ}$$

2.

$$0,6F_{разр} = 0,6 \cdot 30 = 18 \text{ кН} > F_{розрах.} = 17,6 \text{ кН}$$

Вибраний ізолятор задовільняє умовам. Висота ізолятора 130 мм.

3.5 Вибір обмежувачів перенапруг

Вибираємо обмежувачі перенапруг.

Для напруги 10 кВ вибираємо ОПН- 10/11-10(I) УХЛ1.

Для напруги 110 кВ вибираємо ОПН- 110/73-10(I) УХЛ1.

3.6 Вибір пристрою компенсації ємнісних струмів

Розрахунок ємнісних струмів.

Ємнісний струм для повітряної лінії визначається за формулою

$$I_c^{вл} = \frac{U_l \cdot l}{350} \quad (3.41)$$

Ємнісний струм для кабельної лінії визначається по формулі:

$$I_c^{кл} = \frac{U_l \cdot l}{10} \quad (3.42)$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю 3.14

Вибір потужності і місця установки дугогасильних котушок.

Потужність дугогасильних котушок вибирається за величиною повного ємнісного струму замикання на землю мережі і підраховується по формулі [3]

$$Q = nI_c U_\phi \quad (3.43)$$

де n - коефіцієнт, що враховує розвиток мережі в найближчі п'ять років.
Приблизно $n = 1,25$.

Дугогасильні котушки повинні встановлюватися, як правило, на живлячих вузлових підстанціях, пов'язаних з компенсуючою мережею не менше чим трьома лініями. При цьому зміщення нейтралі може досягти небезпечних величин.

Визначаємо потужність дугогасильних котушок :

$$\text{I С. Ш.: } Q = 1,25 \cdot 8,14 \cdot 10 = 101,8 \text{ кВА}$$

$$\text{II С. Ш.: } Q = 1,25 \cdot 9,1 \cdot 10 = 113,8 \text{ кВА}$$

Таблиця 3.14 – Результати розрахунків

№ комірки	Марка кабелю.	Протяжність, км			Iс
		Загальна	КЛ	ПЛ	
6	АШВУ-3×70	0,01	0,01		0,01
8	ААВ-3×150	0,35	0,35		0,35
10	ААШВ-3×120	0,35	0,35		0,35
36	ААШВ-3×185	0,4	0,4		0,4
14	ААШВУ3×120	0,719	0,719		0,719
16	ААШВУ3×185	0,980	0,980		0,980
17	АСВ-3×240	1,530	1,530		1,530
18	2ААШВ3×185	2x1, 4	2×1, 4		2,8
Загальний емнісний струм I системи шин				8,14	
60	ААШВ-3×150	0,1	0,1		0,1
58	АС- 95	1,5		1,5	0,043
56	ААШВ-3×185	0,7	0,7		0,7
54	АСВ-3×240	4,57	4,57		4,57
Загальний емнісний струм III системи шин				8,46	
20	ААВ-3×150	0,35	0,35		0,35
22	АСВ-3×240	1,53	1,53		1,53
24	А- 70	13,07		13,07	0,37
26	2ААШВ3×185	2x1, 4	2x1, 4		2,8
28	АСВ-3×240	4,57	4,57		4,57
31	ААШВ-3×120	0,35	0,35		0,35
32	АШВУ-3×70	0,012	0,012		1,012
34	ААШВ-3×150	0,1	0,1		0,1
12	АС- 95	1,5		1,5	0,043
Загальний емнісний струм II системи шин				9,1	
52	ААШВ-3×185	0,7	0,7		0,7

50	ААШВУ3×120	0,723	0,723		0,723
42	ААШВУ3×185	0,98	0,98		0,98
38	А- 50	10,3		10,3	0,29
37	ААШВ-3×185	4,4	4,4		4,4
39	ААШВ-3×185	0,98	0,98		0,98
Загальний місткістю струм IV системи шин					8,1

$$\text{III С. Ш.: } Q = 1,25 \cdot 8,46 \cdot 10 = 105,7 \text{ кВА}$$

$$\text{IV С. Ш.: } Q = 1,25 \cdot 8,1 \cdot 10 = 101,3 \text{ кВА}$$

Вибираємо дугогасильні котушки: ЗРОМ- 175/10.

Для підключення дугогасильних котушок до нейтралі мережі використовуємо трансформатори ТМ- 400/10.

3.7 Установка лічильників ЄвроАльфа

На ПС 110/10 кВ встановлюємо лічильники ЄвроАльфа на відходящих лініях. Так як на підстанції неможлива передача потужності в систему, то на відходящих лініях 10 кВ встановлюємо лічильники ЄвроАльфа, що дозволяють вимірювати активну енергію і максимальну потужність. Для обліку електроенергії, що йде на власні потреби підстанції, також використовуємо лічильники ЄвроАльфа. Лічильники встановлюємо на ввіді 0,4 кВ від трансформаторів власних потреб. Підключення усіх лічильників здійснюємо через трансформатори струму. Схеми підключення лічильників ЄвроАльфа представлені на рис. 3.1, 3.2.

Такі схеми підключення лічильників дозволяють використовувати вибрані трансформатори струму і напруги не лише для релейного захисту, але і для обліку електроенергії як високовольтних ліній 110 кВ і 10 кВ, так і для обліку електроенергії, що йде на власні потреби підстанції.

Лічильник ЄвроАльфа - надійний і точний прилад обліку для виробників і споживачів електроенергії і набагато дешевше в порівнянні з Альфа лічильниками і їх зарубіжними аналогами [8]. Ефективність в застосуванні, зручність в обслуговуванні - кращі рішення для інформаційних технологій і автоматизованих систем. ЄвроАльфа - багатотарифний, мікропроцесорний трифазний лічильник електроенергії. Лічильник ЄвроАльфа відповідає або перевершує усі існуючі вимоги Держстандарту. Тому можна бути упевненим, що він працюватиме надійно.

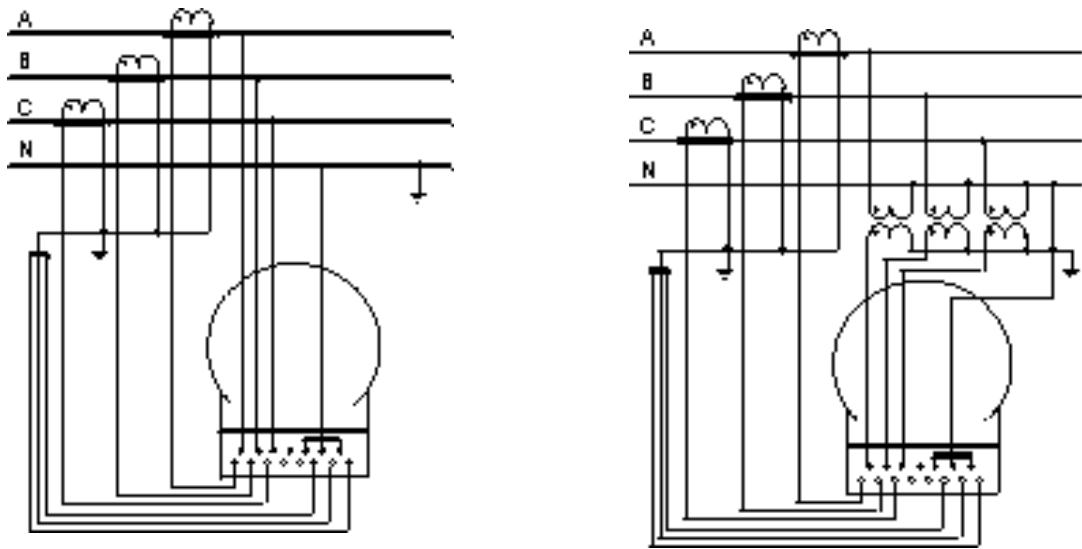


Рисунок 3.1 – Трифазна трипровітна та чотирипровідна мережа з підключенням лічильників через трансформатори струму

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Схема заміщення для розрахунків струмів КЗ представлена на рисунку 4.1.

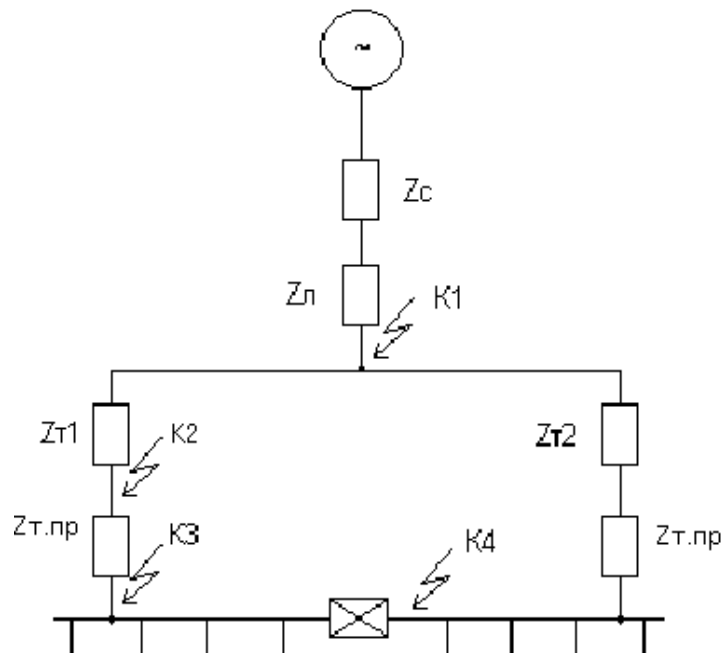


Рисунок 4.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Знайдемо параметри схеми заміщення приведені до напруги 110 кВ.

Опір системи

$$Z_{c110} = 5,57/6,47 \text{ Ом}$$

Знайдемо опори трансформаторів

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{в.н.}^2}{S_n^2} = \frac{120 \cdot 10^3 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{25^2 \cdot 10^{12}} = 2,54 \text{ Ом};$$

$$x_T = \frac{U_k \cdot U_{в.н.}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 55,6 \text{ Ом}.$$

Запишемо параметри схеми заміщення в загальному вигляді.

Питомий реактивний опір паралельних $i - j$ ліній:

$$x_{ij} = \frac{x_i \cdot x_j}{x_i + x_j}. \quad (4.1)$$

Загальний опір лінії

$$z_l = \sqrt{x_l^2 + r_l^2}. \quad (4.2)$$

Загальний реактивний опір лінії

$$x_l = x_0 \cdot l, \quad (4.3)$$

де x_0 - питомий реактивний опір лінії (Ом/км);

l - довжина лінії (км).

Загальний активний опір лінії

$$r_l = r_0 \cdot l, \quad (4.4)$$

де r_0 - питомий реактивний опір лінії (Ом/км);

l - довжина лінії (км).

Загальний опір $i - j$ ліній

$$z_{ij} = \frac{z_{li}}{2}. \quad (4.5)$$

Реактивний опір $i - j$ ліній

$$x_{ij} = \frac{x_{li}}{2}. \quad (4.6)$$

Активний опір $i - j$ ліній

$$r_{ij} = \frac{r_{li}}{2} \quad (4.7)$$

Параметри лінії 110 кВ (АС- 150)

$$X_{л} = 2,38 \text{ Ом}$$

$$R_{л} = 1,092 \text{ Ом}$$

Параметри струмопроводу 10 кВ (2АС- 150)

$$X_{m.n.} = 0,41 \text{ Ом}$$

$$R_{m.n.} = 0,19 \text{ Ом}$$

Запишемо формули для розрахунку струму короткого замикання в загальному вигляді.

Періодична складова струму короткого замикання

$$I_k = \frac{U_p}{\sqrt{3}X_{\Sigma}}, \quad (4.8)$$

де U_p - розрахункова напруга;

Z_{Σ} - опір ділянки до точки короткого замикання.

Стала часу

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{314r_{\Sigma}}, \quad (4.9)$$

де X_{Σ} - реактивний опір ділянки до точки короткого замикання;

r_{Σ} - активний опір ділянки до точки короткого замикання;

Ударний коефіцієнт

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} . \quad (4.10)$$

Ударний струм короткого замикання

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} K_{y\partial} \cdot I_k . \quad (4.11)$$

Для прикладу розглянемо точку К1, рис. 4.2

$$I_{k.б. \max/\min} = \frac{115}{\sqrt{3}(5,57 / 6,47 + 2,38)} = 8,4 / 7,5 \text{ кА},$$

де $I_{k.б. \max/\min}$ - приведений до 110 кВ струм к.з. при максимальному і мінімальному режимах системи.

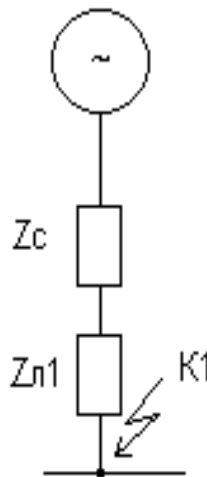


Рисунок 4.2 – Схема заміщення для розрахунку струму КЗ в точці К1

Струм к.з., приведений до номінальної напруги

$$I_k \max/\min = I_{k.б. \max/\min} \frac{U_{\phi}}{U_{ном}}$$

$$T_a \max/\min = \frac{5,57 / 6,47 + 2,38}{314 \cdot 1,092} = 0,023 / 0,026 \text{ с.}$$

$$K_{y\partial \max/\min} = 1,7.$$

$$i_{y\partial \max/\min} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 8,4 / 7,5 = 20,2 / 18 \text{ кА}.$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 –Результати розрахунків струмів короткого замикання в контрольованих точках

Розрахункова точка к.з.	Max режим системи				Min режим системи			
	K1	K2	K3	K4	K1	K2	K3	K4
1	2	3	4	5	6	7	8	9
$X_{110\Sigma}, \text{ Ом}$	7,95	63,55	63,96	36	8,85	64,45	64,86	36,9
$R_{110\Sigma}, \text{ Ом}$	1,092	3,632	3,822	2,5	1,092	3,632	3,822	2,5
$I_{ki\partial}, \text{ кА}$	8,4	1,05	1,04	1,4	7,5	1,03	1,02	1,2
1	2	3	4	5	6	7	8	9
$U_n, \text{ кВ}$	110	10	10	10	110	10	10	10
$I_k, \text{ кА}$	8,4	11,5	11,4	15,3	7,5	11,3	11,2	23,1
$T_a, \text{ с}$	0,023	0,056	0,053	0,04 6	0,026	0,057	0,054	0,047
$i_{y\partial}, \text{ кА}$	20,2	29,3	29,0	38,9	18,0	28,7	28,5	33,0

4.2 Релейний захист і автоматика

Схему захисту виконуємо на базі мікропроцесорних терміналів захисту REF 541.

На трансформатори 110/10 кВ згідно [15] передбачаємо наступні захисти:

- диференціальний струмовий захист трансформатора;
- газовий захист, газовий захист пристрою РПН;
- струмовий спрямований захист зворотної послідовності від несиметричних КЗ і максимальний струмовий захист з пуском напруги від трифазного КЗ;

- двоступінчатий дистанційний захист від багатофазних КЗ;
- максимальний струмовий захист з комбінованим пуском напруги від багатофазних КЗ на стороні нижчої напруги;
- струмовий спрямований захист нульової послідовності від замикань на землю на стороні вищого;
- захист від неполнофазного режиму;
- максимальний струмовий захист від перевантаження.

Пристрій резервного відключення вимикача (ПРВВ) 110 кВ виконуємо діючими:

- при КЗ в трансформаторі з відмовою вимикача - на відключення усіх вимикачів системи (секцій) шин, елемент якої пошкоджений;
- при КЗ на шинах з відмовою вимикача трансформатора - на відключення усіх вимикачів трансформатора.

При КЗ в трансформаторі з відмовою його вимикача при дії ПРВВ забороняється АПВ шин відповідної напруги.

4.2.1 Газовий захист.

Кола захисту виконуємо відповідно до [16], з урахуванням наявності:

- одного газового реле (РГЧЗ- 66), що реагує на ушкодження в кожусі трансформатора, з двома контактами діючими відповідно на відключення і на сигнал;
- одного газового реле, що реагує на ушкодження в контакторном об'ємі трансформатора, яких використовується контакт, діючий на відключення.
- одного газового реле, що реагує на ушкодження в контактному об'ємі РПН трансформатора.

У схемах передбачаємо можливість переведення дії відключаючих контактів газових реле трансформатора на сигнал.

4.2.2 Струмівий захист зворотної послідовності і максимальні струмові захисти з пуском напруги.

Струмівий захист зворотної послідовності передбачаємо для резервування відключення несиметричних зовнішніх КЗ на сторонах вищої і середньої напруги, а також для резервування основних захистів трансформаторів (диференціальних і газових).

Захист встановлюється на стороні 110 кВ і живиться від трансформаторів струму, вбудованих у втулки вищої напруги трансформатора; захист виконуємо спрямованою з використанням фільтру-реле струму і напруги потужності зворотної послідовності типу РМОП-2М.

Захист виконуємо спрямованим у бік 110 кВ в припущенні, що витримка часу резервних захистів ліній вищої напруги менше витримок часу резервних захистів ліній середньої напруги.

Спрямований захист діє з першою витримкою часу (більшою витримкою часу резервних захистів ліній 110 кВ) на відключення міжсекційного вимикача 110 кВ, з другою - на відключення вимикача 10 кВ трансформатора і з третьою - на вихідні проміжні реле захистів трансформатора, що відключають останній з усіх боків.

Для резервування основних захистів сторони 10 кВ трансформатора передбачений максимальний струмівий захист з комбінованим пуском напруги, приєднана до трансформаторів струму, вбудованих в трансформатор з боку нижчої напруги.

Даний захист є також захистом шин нижчої напруги і резервує відключення КЗ на елементах, приєднаних до цих шин. В цьому випадку захист діє з першою витримкою часу на відключення вимикача НН і на пуск його пристрою АПВ, а з другою на вихідні проміжні реле захистів трансформатора.

Апаратуру вказаних захистів в колах відгалужень до секцій шин НН розміщуємо на панелі пункту загальнопідстанційного пункту управління. В цьому випадку виключається падіння кіл оперативного постійного струму захисту трансформатора в шафи КРП і тим самим ушкодження цих кіл, а також пов'язана

з цим можлива втрата постійного струму в цілому при ушкодженнях в шафах КРП 10 кВ.

4.2.3 Дистанційний захист від міжфазних замикань.

Захист передбачаємо в припущенні необхідності його використання в загальному випадку:

- для забезпечення можливості узгодження зашит ліній вищої напруги із защитами трансформатора;
- для забезпечення далекого резервування в мережах вищої напруги.

Одночасно захист може використовуватися для часткового резервування основних захистів трансформатора.

Дистанційний захист виконуємо з використанням панелі типу ПЕ2105, що містить комплекти реле опору типів КРС- 2 (перший ступінь) і КРС- 3 (другий ступінь), пристрій блокування при гойданнях типів КРБ- 125 (панель ПЕ2105Б), пристрій блокування при несправності кіл напруги типу КРБ- 12.

Неселективні дії дистанційного захисту виключаються при узгодженні з нею других східців дистанційних захистів ліній.

В цілях спрощення ступінь дистанційного захисту для резервування мережі 110 кВ не встановлюється і передбачається наявність на них повноцінного ближнього резервування.

4.2.4 Струмовий захист нульової послідовності від зовнішніх замикань на землю.

Для резервування відключення зовнішніх КЗ на землю передбачаємо два струмових захисту нульової послідовності:

- захист від замикань на землю на стороні 110 кВ, живлена від трансформаторів струму, вбудованих у втулки 110 кВ трансформатора;
- захист від замикань на землю на стороні 10 кВ, живлена від трансформаторів струму, вбудованих у втулки 10 кВ трансформатора.

Обидва захисту виконуємо спрямованими і триступінчатими для забезпечення узгодження з ними чотиріступінчастих захит ліній суміжної напруги.

Захисту виконуємо з використанням пристроїв типу КЗ-15, в яких вихідне проміжне реле за типом РП- 253.

Проміжне реле комплекту КЗ- 15 є вихідним реле резервних захистів цієї сторони (від багатофазних КЗ і КЗ на землю) і діє на відключення міжсекційного вимикача на шинах 110 кВ, 10 кВ і пуск реле часу.

Реле часу з першою витримкою часу діє на відключення вимикача сторони трансформатора, що захищається, а з другою - на вихідні проміжні реле захисту трансформатора.

4.2.5 Максимальний струмовий захист від перевантажень.

Захист виконуємо з використанням струму однієї фази, діючої на сигнал з витримкою часу.

МСЗ встановлюємо із сторін вищої і нижчої напруги і з боку виводів обмотки трансформатора до нейтралі. Реле струму з боку виводів обмотки до нейтралі потрібне для сигналізації перевантаження загальної обмотки трансформатора з дією на відповідний вимикач.

У вихідних колах кожного із захистів передбачаємо вказівні реле для сигналізації дії цих захистів. Для усіх захистів, виконаних з двома витримками часу, передбачаємо дію на вихідні проміжні реле захисту трансформатора з більшою витримкою часу через загальне вказівне реле.

4.2.6 Диференціальний струмовий захист

Диференціальний струмовий захист є основним швидкодіючим захистом трансформаторів з обмоткою високої напруги 3 кВ і вище від к.з. на виводах, а також внутрішніх ушкоджень. Відповідно до ПУЭ поздовжній ДСЗ без витримки часу повинна передбачатися на трансформаторах потужністю 6,3 МВ·А і вище, а також на трансформаторах 4 МВ·А при їх паралельній роботі і на трансформаторах меншої потужності (але не менше 1 МВ·А), якщо струмове

відсічення не задовольняє вимогам чутливості, а МСЗ має витримку часу більше 0,5 с.

Розглянемо диференціальний захист трансформатора 110/10 кВ $S_n=25 \text{ МВ}\cdot\text{А}$:

Для захисту силових трансформаторів з регулюванням напруги під навантаженням застосовується реле серії ДСЗ- 10 з трансформаторами струму (НТТ), що насичуються, і магнітним гальмуванням наскрізним струмом диференціального захисту.

Виконання схеми і розрахунки уставок диференціального захисту трансформаторів мають ряд особливостей [21]:

- 1) необхідність настроєння від кидків струму, що намагнічує, що виникають при виключенні ненавантаженого трансформатора під напругу (на ХХ) або при відновленні напруги зовнішнього к.з. в живлячій мережі;
- 2) необхідність настроєння від струмів небалансу, обумовлених неповним вирівнюванням дії неоднакових вторинних струмів в плечах диференціального захисту, що викликається:
 - а) неможливістю точної установки на комутаторі реле розрахункових чисел витків зрівняльних обмоток, цим викликається поява складової струму небалансу $I_{н.б.}^{\dots}$.
 - б) регулюванням коефіцієнта трансформації трансформатора, що захищається, з РПН: цим викликається зміна вторинних струмів тільки в одному з плечей диференціального захисту, що призводить до появи складової струму небалансу $I_{н.б.}^{\dots}$.

Разом з цим складовими, існує складова струму небалансу $I_{н.б.}^{\dots}$, обумовлена різницею струмів трансформаторів струму, що намагнічують, в плечах захисту.

Таким чином, струм небалансу диференціального захисту трансформаторів складається з трьох складових

$$I_{н.б.} = I_{н.б.}^{\dot{}} + I_{н.б.}^{\ddot{}} + I_{н.б.}^{\dots}, \quad (4.12)$$

$$I_{н.б.}^{\dot{}} = K_{одн.} \cdot K_a \cdot E \cdot I_{к \max} \quad (4.13)$$

$$I_{н.б.}^{\ddot{}} = \Delta U_p \cdot I_{к\max} \quad (4.14)$$

$$I_{н.б.}^{\ddot{\ddot{}}} = f \cdot I_{к\max} \quad (4.15)$$

де $I_{к\max}$ - періодична складова при розрахунковому зовнішньому трифазному к.з., $I_{к\max} = 1,5 \text{ кА}$;

E - відносне значення струму намагнічення, $E = 0,1$;

$K_{одн.}$ - коефіцієнт однотипності, $K_{одн.} = 1$;

K_a - коефіцієнт, що враховує перехідний режим, для реле з ННТ

$$K_a = 1;$$

ΔU_p - половина сумарного (повного) діапазону регулювання напруги,

$$\Delta U_p = 0,16.$$

$$f = \frac{W_{розрах.} - W_{уст}}{W_{розрах.}} \quad (4.16)$$

Струми короткого замикання на вводах трансформатора.

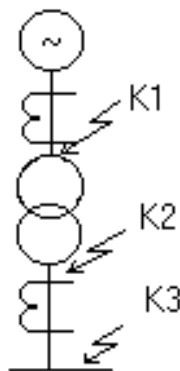


Рисунок 4.3 – Схема замикання та контрольовані точки КЗ трансформатора

$$I_{к1.\max/\min} = 8,4 \text{ кА} / 7,5 \text{ кА}$$

$$I_{к2.ВН.\max/\min} = 1,05 \text{ кА} / 1,03 \text{ кА}$$

$$I_{к2.НН.\max/\min} = 11,5 \text{ кА} / 11,3 \text{ кА}$$

$$I_{к3.НН.} = 15,4 \text{ кА}$$

$$I_{к3.ВН.} = 1,4 \text{ кА}$$

Середні значення первинних і вторинних номінальних струмів для усіх сторін трансформатора, що захищаються.

$$I_{\text{ном.тр.ВН.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}} \quad (4.17)$$

$$I_{\text{ном.тр.НН.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}} \quad (4.18)$$

Вторинний струм в плечах захисту

$$I = \frac{I_{\text{ном.тр.}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{та}}} \quad (4.19)$$

де $K_{\text{сх}}$ - коефіцієнт схеми;

$n_{\text{та}}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Таблиця 4.2 – Розрахунок параметрів

Технічні параметри	$U_{\text{ВН}}=115 \text{ кВ}$	$U_{\text{НН}}=10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.тр.}}, \text{ А}$	125,5	1375
$n_{\text{та}}$	300/5	1500/5
Схема з'єднання обмоток трансформатора струму	Δ	Y
$K_{\text{сх}}$	$\sqrt{3}$	1
Вторинний струм в плечах захисту, А	3,6	4,6

Первинний струм небалансу без урахування складової $I_{\text{н.б.}}^{\dots}$, оскільки невідомо, наскільки точно вдасться в ході розрахунку підібрати число витків обмоток НТТ реле.

$$I_{\text{н.б.}} = I_{\text{н.б.}}^{\cdot} + I_{\text{н.б.}}^{\ddot{}} + I_{\text{н.б.}}^{\dots} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1,4 \cdot 10^7 = 390 \text{ А.}$$

Попереднє, без урахування $I_{н.б.}^{\dots}$ значення струму спрацьовування захисту:

$$I_{c.з.} = K_n \cdot I_{н.б.} \quad (4.20)$$

де K_n - коефіцієнт надійності, для ДЗТ- 11 $K_n = 1,5$.

$$I_{c.з.} = 1,5 \cdot 390 = 585 A$$

По умові налаштування від кидка струмів намагнічення трансформаторів

$$I_{c.з.} = K_n \cdot \frac{2 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,5 \cdot 2 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 367 A < 585 A$$

Отже, $I_{c.з.} = 585 A$

Попередня перевірка чутливості захисту при ушкодженнях в зоні його дії

При двофазному к.з. в точці К2 :

$$K_2 = \frac{I_{p.min}}{I_{c.p.}} \quad (4.21)$$

де $I_{p.min}$ - струм в первинній обмотці НТТ.

$$I_{p.min} = \frac{1,5 \cdot I_{\kappa}^{(3)}}{n_{ma}} = \frac{1,5 \cdot 1,05 \cdot 10^3}{300} = 5,25 A$$

$$I_{c.p.} = \frac{K_{cx} \cdot I_{c.з.}}{n_{ma}} = \frac{585}{300} = 1,95 A$$

$$K_2 = \frac{5,25}{1,95} = 2,7 > 2$$

При однофазному к.з. в точці К1

$$I_{p.min} = \frac{I_{\kappa}}{n_{ma}} = \frac{8,4 \cdot 10^3}{300} = 28 A$$

$$I_{c.p.} = \frac{28}{1,95} = 14 A$$

$$K_2 = \frac{28}{14} = 2$$

Коефіцієнт чутливості

$$K_2 = \frac{I_{p.\min}}{I_{c.p.}} = \frac{5,25}{2} = 2,6 > 2$$

Для підвищення чутливості поздовжніх диференціальних захистів широко використовується принцип гальмування наскрізним струмом.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Метод пошуку оптимальних варіантів відновлення електропостачання електроспоживачів

Виконання своєчасного та ефективного відновлення електропостачання знеструмлених споживачів у результаті аварії в розподільних ЕМ дозволяє суттєво зменшити збитки від недовідпуску електричної енергії, скоротити час нормалізації схеми ЕМ та покращити економічні показники функціонування енергопостачальних компаній в цілому. Але, враховуючи, як правило, велику розмірність задачі ВЕС, значну кількість чинників, що впливають на вибір остаточного розв'язку даної задачі та існуючі обмеження, визначити найкращий варіант ВЕС досить складно. Тому, розв'язання цієї задачі потребує досліджень і розробки спеціалізованих методів та засобів пошуку оптимальних варіантів відновлення електропостачання знеструмлених споживачів у розподільних ЕМ.

Розглянемо метод пошуку оптимальних варіантів ВЕС [9], утворений складовими, які забезпечують:

1. Виконання пошуку варіантів ВЕС з використанням механізмів генетичних алгоритмів, відповідну модифікацію яких запропоновано в даному розділі.
2. Порівняння знайдених варіантів ВЕС в режимі «*on-line*» із залученням сформованого інтегрального «показника якості».
3. Перевірку допустимості відхилень рівнів напруг у споживачів електричної енергії, яка виконується на останніх етапах розв'язання задачі ВЕС, коли вже знайдено найбільш оптимальні розв'язки даної задачі.
4. Виконання розвантаження ЕМ, тобто відмикання (не вмикання) певних споживачів електроенергії у разі неможливості відновлення всього навантаження знеструмленого фрагменту через значні порушення обмежень даної задачі, згідно з запропонованим алгоритмом.

Характерною рисою запропонованого методу є забезпечення знаходження глобального оптимуму (розв'язку) даної задачі, що базується на особливостях механізмів генетичних алгоритмів.

5.2 Алгоритм пошуку оптимальних варіантів відновлення живлення споживачів

Алгоритми на базі евристичних знань – це спеціальні методики пошуку оптимальної конфігурації ЕМ, які чітко визначають послідовність дій і спираються на особливості експлуатації та відновлення електропостачання споживачів в конкретних або типових ЕМ [2]. Розроблений алгоритм використовує спрощену систему обмежень і оптимізаційних критеріїв. В такій формі він не може використовуватись для повноцінного розв'язання задачі ВЕС з отриманням практичних результатів. Найчастіше він обмежується знаходженням локальних оптимумів вказаної задачі. В той же час, можливим застосуванням розробленого алгоритму є генерація множини субоптимальних розв'язків для формування початкової популяції особин з метою підвищення ефективності функціонування ГА в аспекті розв'язання задачі ВЕС

Слід зазначити, що даний алгоритм в процесі пошуку варіантів ВЕС враховує тільки топологічні обмеження ЕМ та наступні критерії оптимізації:

- нерівномірність розподілу навантаження;
- мінімізація кількості комутаційних операцій.

Основною його перевагою є величезна швидкість пошуку субоптимальних розв'язків задачі ВЕС.

Основна ідея розглянутого алгоритму [2] полягає у поступовому «звуженні» області пошуку в знеструмленому фрагменті (ЗФ) ЕМ. Зазначена операція супроводжується розподілом навантаження знеструмлених споживачів між працездатними фрагментами ЕМ, суміжними із знеструмленим фрагментом. Блок-схема розглянутого алгоритму представлена на рис. 5.1, згідно з якою процес пошуку варіантів ВЕС починається з вибору чергового знеструмленого фрагменту (якщо їх декілька). Для вибраного ЗФ визначаються комутаційні

апарати, що роз'єднують цей фрагмент з основною частиною ЕМ – граничні КА (ГКА). Потім, згідно з критеріями оптимізації задачі ВЕС та з урахуванням обмежень визначається оптимальний граничний КА (оптимальний тільки для даного кроку алгоритму) для вмикання, а також суміжні з ним КА для розмикання з метою збереження радіальної (розімкненої) структури ЕМ.

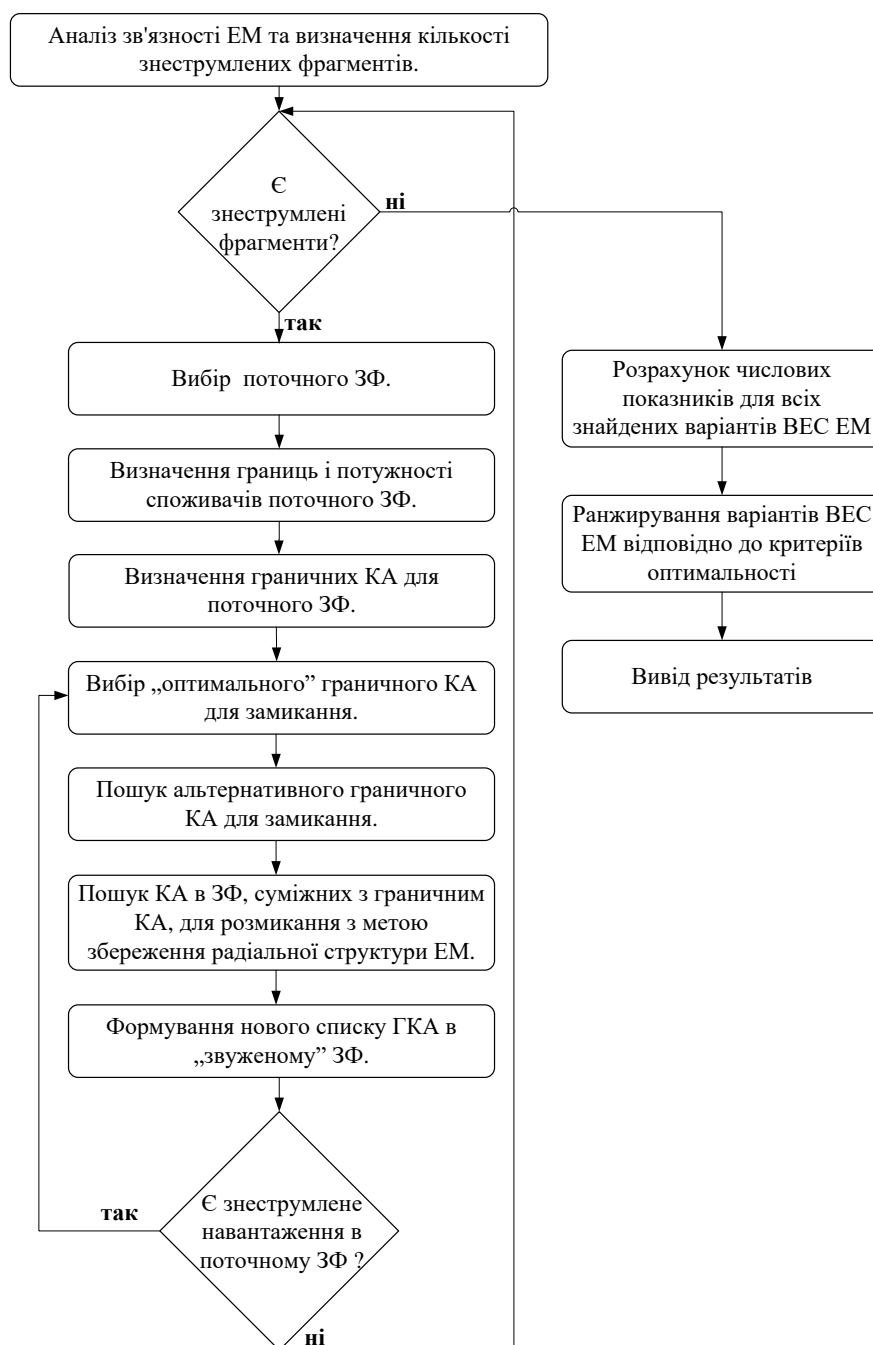


Рисунок 5.1 – Блок-схема алгоритму генерації оптимальних варіантів відновлення живлення електроспоживачів

На кожному кроці алгоритму після визначення «оптимального» граничного КА визначаються альтернативні для нього граничні КА, чисельні показники (t_i ,

що відображають критерії оптимізації) яких відрізняються від оптимального граничного КА на певну величину δ . Величина δ – це поріг вибору альтернативних варіантів: чим більше δ , тим більше альтернативних варіантів знайде зазначений алгоритм. Проведені експериментально-модельні дослідження показали, що у більшості випадків значення δ достатньо встановити в діапазоні $0,01 \div 0,5$ (у відносних одиницях), що гарантує знаходження найкращого варіанту ВЕС ЕМ. У результаті досліджень виявлено, що деякі альтернативні варіанти можуть мати кращі показники, ніж «основний», але при встановленні δ , значно більшого вказаного діапазону, різко збільшується час виконання алгоритму, який при цьому генерує забагато неефективних варіантів ВЕС.

Після визначення всіх субоптимальних варіантів ВЕС поточного ЗФ ЕМ розроблений алгоритм переходить до наступного ЗФ. На кінцевому етапі пошуку варіантів ВЕС, якщо зазначений алгоритм використовується як самостійний засіб, виконуються розрахунки чисельних показників для всіх знайдених варіантів та їхнє ранжирування згідно з критеріями оптимізації і остаточний вивід результатів.

Встановлено, що програмні засоби, які реалізують вказаний алгоритм, в основному, обмежуються знаходженням локальних оптимумів і досить рідко знаходять глобальний оптимум (розв'язок) задачі ВЕС, що є основним їхнім недоліком [9]. Тому для знаходження дійсно найкращого варіанту ВЕС (глобального оптимуму) слід використовувати інші підходи, наприклад, методи побудовані з використанням генетичних алгоритмів.

Так як даний алгоритм не враховує режимних обмежень, то множина знайдених субоптимальних розв'язків задачі ВЕС включає множину оптимальних розв'язків:

$$M_o \subseteq M_{so}, \quad (5.1)$$

де M_{so} і M_o – множини субоптимальних та оптимальних розв'язків задачі ВЕС відповідно. При цьому потужність множини субоптимальних розв'язків ВЕС звичайно більше потужності множини оптимальних розв'язків вказаної задачі:

$$|M_{so}| > |M_o|. \quad (5.2)$$

тому

$$\text{якщо } |M_{so}| = 0, \text{ то } |M_o| = 0. \quad (5.3)$$

Таким чином це означає, що коли розглянутий алгоритм генерує пусту множину розв'язків, то відновлення електропостачання знеструмлених споживачів електричної енергії в поточних умовах за допомогою інших засобів (наприклад, ГА) також неможливо. Іншими словами, ще одним застосуванням розробленого алгоритму є перевірка наявності можливих схемно-топологічних розв'язків задачі ВЕС за поточних умов роботи ЕМ.

5.3 Реалізація необхідних інформаційних структур і засобів візуалізації вхідної та вихідної інформації для забезпечення можливості розв'язання задачі ВЕС

Розв'язанню задачі ВЕС повинно передувати створення інформаційного базису (необхідні інформаційні структури, таблиці та інтерфейси) та програмних засобів, що забезпечують реалізацію розроблених методик та алгоритмів в режимі оперативного керування ЕМ. Інформаційний базис – це та основа, яка забезпечує можливість розв'язання задачі ВЕС і дозволяє виконати налагодження та експериментальні випробування програмних засобів, побудованих на основі ГА [9].

Вирішення питання побудови інформаційного базису для розв'язання задачі ВЕС в даній роботі здійснюється на базі розробленої, інструментальної оболонки, орієнтованої на декомпозицію основних її складових. З точки зору користувача такої системи найбільш важливим її компонентом є «Інтерфейс користувача». Основна його задача полягає у наданні постійного та швидкого доступу (швидкість реакції системи на події повинна встановлюватися в межах 1 секунди, що приблизно відповідає часу усвідомлення нової інформації людським мозком) до всіх компонентів та функцій такої системи. Основні функції інтерфейсу користувача реалізуються за допомогою засобів візуалізації, в даному випадку (для задачі ВЕС) – це засоби візуалізації оперативної схеми ЕМ, запитів ОП та

варіантів розв'язання задачі ВЕС (після їхнього знаходження). Механізм взаємодії основних компонентів інформаційного базису показано на рис. 5.2.

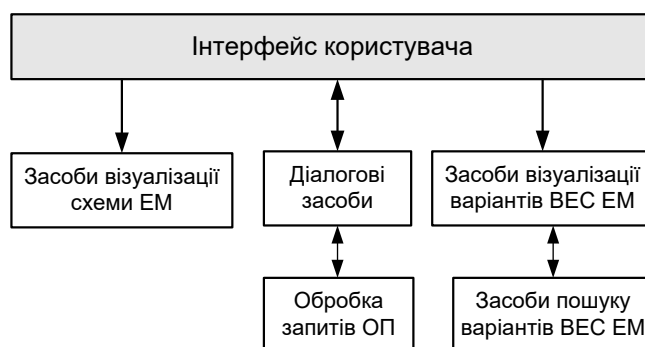


Рисунок 5.2 – Механізм взаємодії основних складових

Варто зазначити, що особлива роль інтерфейсу користувача як основного компоненту приділяється у всіх інформаційних системах (85% всієї інформації людина сприймає візуально, а в умовах оперативного керування ЕМ «зоровий канал» одержання інформації є домінуючим). Тому роль людино-машинного інтерфейсу в інформаційних системах має особливе значення. Враховуючи вищесказане, для візуалізації оперативних схем та параметрів електротехнічного обладнання ЕМ було вибрано графічний пакет MS Visio, який дає можливість швидко створювати, як елементи схем ЕМ (наприклад, табл. 5.1), так і самі схеми ЕМ, а також коригувати старі схеми ЕМ, або вилучати непотрібні. Його зовнішній вигляд представлено на рис. 4.2.

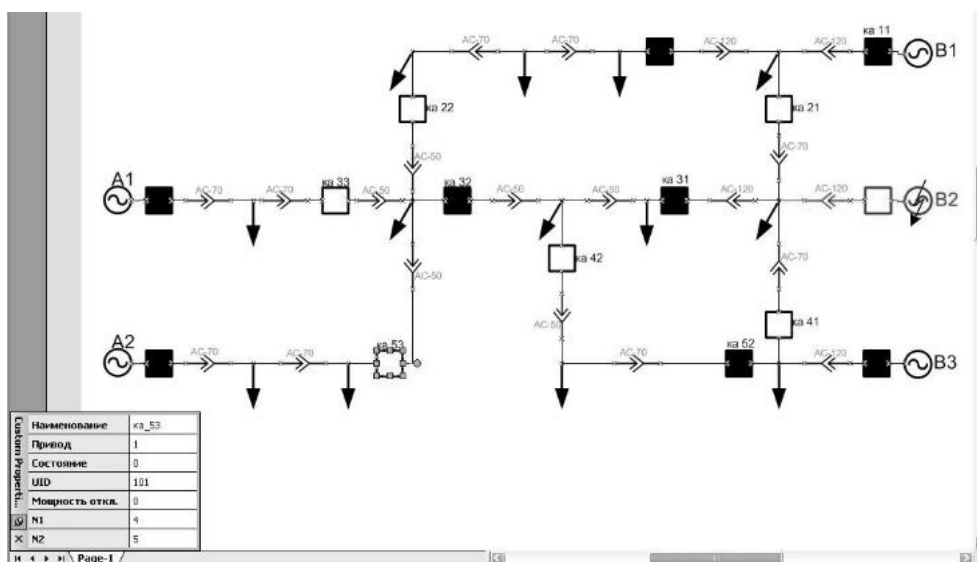


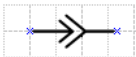

Рисунок 5.3 – Приклад зображення схеми ЕМ у графічному пакеті MS Visio.


Будь-яку схему ЕМ можна описати множиною її елементів та зв'язками між ними. Виходячи із цього, для пошуку варіантів ВЕС було розроблено графічні сурогати основних елементів ЕМ (в аспекті розв'язання вказаної задачі), які представлено в табл.4.1.

Кожен графічний елемент в середовищі MS Visio представляється у вигляді набору таблиць, в яких відображається вся різноманітна інформація щодо даного елемента: габарити, одномірний чи площинний елемент, товщина ліній, геометрія ліній, колір фону, шрифти, поведінка даного елемента на те чи інше звертання до нього тощо.

Кожний із розроблених графічних сурогатів елементів ЕМ має відповідний набір параметрів, що характеризують його можливості; їхній стислий опис представлено нижче.

Таблиця 5.1 - Графічне зображення основних елементів ЕМ для розв'язання задачі ВЕС

Найменування елемента ЕМ	Умовне графічне зображення	Основні параметри
Лінія електропередач		<ol style="list-style-type: none"> 1. Диспетчерська назва елемента. 2. Стан елемента. 3. Унікальний ідентифікатор. 4. Допустима тривала потужність. 5. Максимальна пропускна потужність. 6. № полюсу 1. 7. № полюсу 2.
Комутаційний апарат		<ol style="list-style-type: none"> 1. Диспетчерська назва елемента.

		<ol style="list-style-type: none"> 2. Стан елемента. 3. Тип приводу. 4. Унікальний ідентифікатор. 5. № полюсу 1. 6. № полюсу 2.
Навантаження		<ol style="list-style-type: none"> 1. Диспетчерська назва елемента. 2. Стан елемента. 3. Пріоритетність. 4. Унікальний ідентифікатор. 5. Навантаження. 6. № полюсу 1.
Центр живлення в ЕМ (п/ст.)		<ol style="list-style-type: none"> 1. Диспетчерська назва елемента. 2. Стан елемента. 3. Пропускна спроможність. 4. Максимальна пропускна спроможність. 5. Унікальний ідентифікатор. 6. № полюсу 1.

- *Диспетчерська назва елемента* – відображає назву елементів ЕМ подібно до мнемонічних схем на щитах керування в диспетчерських центрах ЕМ.
- *Стан елемента* – цей параметр відображає поточний стан елементів ЕМ і може приймати значення: в роботі (ввімкнено), вимкнено (але є можливість ввімкнути), в ремонті (вимкнено і немає можливості ввімкнути).

- *Пріоритетність* – відображає пріоритетність електроспоживачів в ЕМ; відповідно до [9] може визначатися категорійністю електроспоживачів або іншими чинниками
- *Унікальний ідентифікатор* – чисельний показник, що дозволяє знаходити певні елементи ЕМ серед загальної множини елементів.
- *Допустима тривала потужність* – значення потужності для певних елементів ЕМ, при якій їхнє функціонування не обмежено у часі.
- *Максимальна пропускна потужність* – потужність (навантаження), після перевищення якої відповідний елемент ЕМ повинен бути негайно вимкнено для уникнення його пошкоджень.
- *№№ полюсів* – використовуються для нумерації полюсів елементів ЕМ з метою формування топології (зв'язків) всієї схеми ЕМ.
- *Тип приводу* – для вимикачів ЕМ визначає тип приводу (може приймати значення: дистанційний або ручний).
- *Пропускна спроможність* – потужність, яку може «видавати» відповідний ЦЖ без будь-яких обмежень (у часі або кратності переобтяження).
- *Максимальна пропускна спроможність* – максимальна потужність, яку може «видавати» певний ЦЖ з обмеженнями у часі. При її перевищенні (або закінченні допустимого часу роботи) навантаження цього ЦЖ повинно бути негайно знижено.

Взагалі цього набору інформаційних елементів достатньо, щоб виконати моделювання процесу розв'язання задачі ВЕС. Слід зазначити, що було прийнято рішення не переобтяжувати ОП ЕМ зайвою інформацією, а надавати йому тільки необхідний для розв'язання вказаної задачі мінімум інформації.

У інтерфейсі головного вікна програмного комплексу пошуку оптимальних варіантів ВЕС ЕМ має бути представлено набір знайдених варіантів розв'язання задачі ВЕС, які відсортовані в порядку зменшення значення їхнього ІП. Таким

чином, саме перший варіант буде найкращим (глобальним) розв'язком задачі ВЕС, а інші варіанти – альтернативами найкращого розв'язку даної задачі.

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Визначення капітальних витрат, необхідних для модернізації підстанції

Капіталовкладення, необхідні для модернізації підстанції [17]:

$$K_{рек} = K_{л} + K_{з.о.} - C_{лікв.} \quad (6.1)$$

де $K_{л}$ - капітальні вкладення, необхідні для модернізації ЛЕП;

$K_{з.о.}$ - капітальні вкладення, необхідні для закупівлі, доставки і монтажу нового устаткування підстанції і демонтажу старого устаткування підстанції;

$C_{лікв.}$ - ліквідаційна вартість старого устаткування підстанції.

$$K_{з.о.} = K_{ВРП-110} + K_{тр.} + K_{ЗРП-10} + K_{ОПН} + C_{д.м.} \quad (6.2)$$

де $K_{ВРП-110}$ - капітальні вкладення, необхідні для модернізації ВРП- 110 кВ;

$K_{тр.}$ - капітальні вкладення, необхідні для закупівлі і доставки трансформаторів;

$K_{ЗРП-10}$ - капітальні вкладення, необхідні для заміни силового устаткування (вимикачів) ЗРП- 10 кВ;

$K_{ОПН}$ - капітальні вкладення, необхідні для закупівлі і доставки обмежувачів перенапруг нелінійних (ОПН);

$C_{д.м.}$ - вартість монтажних і демонтажних робіт.

$$K_{ВРП-110} = N \cdot C_{ком.ВРП} \quad (6.3)$$

де N - число комірок;

$C_{ком.ВРП}$ - вартість комірки ВРП- 110 кВ разом з вимикачем (з урахуванням вартості трансформаторних послуг).

$$K_{тр.} = N_{тр.} \cdot C_{тр.} \quad (6.4)$$

де $C_{тр.}$ - вартість трансформатора (з урахуванням вартості транспортних послуг);

$N_{тр.}$ - число трансформаторів.

$$K_{КРП-10} = n \cdot C_{ком.КРП} \quad (6.5)$$

де $C_{ком.КРП}$ - вартість комірок КРП- 10 кВ разом з вимикачем;

n – кількість комірок.

$$K_{ОПН} = N_{110} \cdot C_{ОПН-110} + n_{10} \cdot C_{ОПН-10} \quad (6.6)$$

де $C_{ОПН-110}$ - вартість ОПН- 110 кВ;

N_{110} - число ОПН- 110 кВ;

$C_{ОПН-10}$ - вартість ОПН- 10 кВ;

n_{10} - число ОПН- 10 кВ.

$$C_{лікв.} = C_{об} \left(1 - \frac{T_{\phi}}{T_n}\right) \quad (6.7)$$

де $C_{об}$ - вартість ліквідовуваного устаткування;

T_{ϕ} - фактичний термін експлуатації устаткування;

T_n - нормативний термін експлуатації устаткування (для силового устаткування підстанції = 25 років).

При експлуатації устаткування більше нормативного терміну, ліквідаційна вартість дорівнює залишковій вартості устаткування, тобто вартості металів (в основному кольорових металів), що містяться в устаткуванні.

Залишкова вартість устаткування обчислюється за формулою:

$$C_{ост} = \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot n_i \cdot C_{мет.} \quad (6.8)$$

де ω_i - вміст металу в одиниці устаткування, кг;

n_i - кількість однотипного устаткування;

$C_{мет.}$ - вартість одного кг металу. Вартість кольорових металів - $C_{мет.} = 100$ грн./кг. Вартість чорного металу $C_{мет.} = 8000$ грн./т.

Розрахунок зведений в таблицю 6.1.

Таблиця 6.1 – Капітальні витрати, необхідних для модернізації

Найменування капіталовкладень	Значення
1	2
T_f , років	>25
$C_{об}$, тис. грн.	-
$C_{лікв.1}$, тис. грн.	-
ω_{BB-10} , кг	40
n_{BB-10} , шт.	24
$\omega_{т-р}$, кг	-
$n_{т-р}$, шт.	-
ω_{BB-110} , кг	-
n_{BB-110} , шт.	-
$C_{мет.}$, грн./кг	100
$C_{ост}$, тис. грн.	96

Продовження таблиці 6.1

1	2
$C_{лікв.} = C_{лікв.1.} + C_{ост.},$ тис. грн.	96
$N,$ шт.	3
$C_{ком.ВРП},$ тис. грн.	400
$K_{ВРП-110},$ тис. грн.	1200
$N_{тр.},$ шт.	-
$C_{тр.},$ тис. грн.	-
$K_{тр.},$ тис. грн.	-
$n,$ шт.	24
$C_{ком.КРП},$ тис. грн.	40
$K_{КРП-10},$ тис. грн.	960
$N_{110},$ шт.	4
$C_{ОПН - 110},$ тис. грн.	7
$n_{10},$ шт.	4
$C_{ОПН - 10},$ тис. грн.	0,5
$K_{ОПН},$ тис. грн.	30
$C_{д.м.},$ тис. грн.	100
$K_{з.о.},$ тис. грн.	2290
$K_{л.},$ тис. грн.	-
$K_{рек.},$ тис. грн.	2194

6.2 Визначення економічного ефекту від впровадження нового устаткування

Ефективність проекту зв'язуватимемо з ефективністю капітальних вкладень в модернізацію підстанції 110/10 кВ. Показниками економічної ефективності є [17]:

- накопичена чиста дисконтована вартість;
- термін окупності інвестицій (капіталовкладень);
- норма рентабельності інвестицій (внутрішня норма прибутковості);
- інші показники, що відображають інтереси учасників проекту.

За планом модернізації на підстанції повинно бути встановлено сучасне, досконаліше в порівнянні із старим устаткування. Це спричинить зниження витрат на експлуатацію основного устаткування підстанції.

Згідно [17], відрахування на експлуатацію основного устаткування підстанції в теперішній час (тобто до модернізації) складають:

$$U_1 = 13,6\%$$

В результаті модернізації в КРПЗ - 10 кВ будуть встановлені вакуумні вимикачі, витрати на експлуатацію яких мінімальні, також передбачається використання лічильників ЄвроАльфа, що дозволяють повністю автоматизувати систему обліку електроенергії. Вищезгадані чинники дозволяють понизити витрати на експлуатацію до 2,6%, тобто:

$$U_2 = 2,6\%$$

Отже, економічний ефект від впровадження нового устаткування, *тис. грн.* обчислюється за формулою:

$$E_t = \frac{U_1 - U_2}{100} \cdot K \quad (6.9)$$

де K - капіталовкладення необхідні для модернізації підстанції, *тис. грн.*

$$\mathcal{E}_t = \frac{13,6 - 2,6}{100} \cdot 2194 = 241 \text{ тис. грн. в рік.}$$

Ефективність вибраного варіанту розраховуємо за наступною методикою:

1) податок на майно

$$P_m = C_{ocm.t} \cdot \frac{P_{cm}}{100}, \quad (6.10)$$

де $C_{ocm.t} = P - A_t \cdot T$ - остаточна сума від капіталовкладень в t -й період;

P_{cm} - ставка податку на майно (2%);

2) податок на прибуток в t -й період розраховується по наступному виразу

$$P_{np,t} = (E_t - P_{m,t}) \frac{P_{cm}}{100}, \quad (6.11)$$

де P_{cm} - ставка податку на прибуток (30%);

2) коефіцієнт дисконтування в t -му році розрахункового періоду

$$\alpha_t = (1 + E)^{-T}, \quad (6.12)$$

де E - коефіцієнт ефективності капіталовкладень або ціна авансового капіталу, визначається ставкою банківського відсотка по довгострокових депозитах;

T - рік, витрати і результати якого наводяться до розрахункового (у наших розрахунках витрати приводимо до першого року);

3) знаючи податок на майно, податок на прибуток і амортизацію в t -му році, визначуваний потік готівки в t -му році

$$ПП_t = E_t + A_t - P_m - P_{np}; \quad (6.13)$$

5) підсумовуючи потоки готівки за кожен рік розрахункового періоду, визначуваний накопичений потік готівки;

6) чиста дисконтована вартість за t -й рік розрахункового періоду визначається за виразом

$$ЧТВ_t = ПП_t \cdot \alpha_t; \quad (6.14)$$

7) визначуваний індекс прибутковості інвестиційного проекту

$$ПІ = \frac{\sum_{i=1}^{15} ЧТВ_i + K}{K}. \quad (6.15)$$

Якщо $III > 1$, то проект слід прийняти; якщо $III < 1$ - його слід відхилити; якщо $III = 1$, то при прийнятому проекті не буде ні прибутку, ні збитку. Визначаємо індекс прибутковості інвестиційного проекту (індекс рентабельності) за виразом (6.15)

$$ID = \frac{197,6 + 2194}{2194} = 1,1 > 1.$$

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Технічні заходи із забезпечення охорони праці, техніки безпеки та протипожежної безпеки на підстанції 110/10 кВ

При експлуатації об'єкту можливі наступні небезпечні чинники [16]:

- ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин;
- ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин що нормально не знаходяться під напругою;
- вплив електромагнітного поля на організм;
- ураження електричним струмом при роботі з несправним інструментом і засобів індивідуального і колективного захисту;
- ураження обслуговуючого персоналу, що знаходиться в зоні розтікання електричного потенціалу при замиканні на землю;
- можливість падіння персоналу з висоти;
- можливість ураження персоналу при проведенні комутаційних операцій;
- ін. чинники.

Для запобігання впливу небезпечних чинників на персонал, необхідно передбачати наступні заходи:

- персонал повинен діяти згідно ПТБ при роботі в електроустановках; повинна проводитися щорічна перевірка знань, інструктаж по техніці безпеки;
- при неможливості обмеження часу перебування персоналу під впливом електричного поля необхідно застосувати екранування робочих місць : екрани над переходами, екрануючі козирки і навіси над шафами управління, вертикальні екрани між вимикачами на ВРП 110 кВ, знімні екрани при ремонтних роботах;
- установка заземляючого контура, заземлення і занулення устаткування;
- дотримання відстаней до токоведущих частин;
- застосування належної ізоляції, а в окремих випадках - підвищеною;

- надійного і швидкодіючого автоматичного відключення частин електроустаткування, що випадково виявилися під напругою, і пошкоджених ділянок мережі, у тому числі захисного відключення;
- вирівнювання потенціалів;
- застосування розділових трансформаторів;
- застосування напруги 42 В і нижче за змінний струм частотою 50 ГЦ і 110 В і нижче за постійний струм;
- застосування застережливої сигналізації, написів і плакатів;
- пожежо- і вибухобезпечність електроустановок, що містять маслонаповнені апарати і кабелі, а також електроустаткування, покритого і просоченого маслами, лаками, бітумами і тому подібне, повинна забезпечуватися відповідно до вимог ПУЕ. При здачі в експлуатацію вказані електроустановки мають бути забезпечені протипожежними засобами і інвентарем відповідно до діючих положень
- виконання організаційно-технічних заходів для безпечного проведення робіт.

7.2 Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції 110/10 кВ

В межах території підстанції можливе замикання на землю в будь-якій точці. У місці переходу струму в землю, якщо не передбачені особливі пристрої для проведення струму в землю, виникають значні потенціали, небезпечні для людей, що знаходяться зблизька. Для усунення цієї небезпеки на підстанції передбачають заземлюючі пристрої [16], призначення яких полягає в зниженні потенціалів до прийнятних значень.

Допоміжними заземлювачами є металеві предмети будь-якого призначення, так або інакше сполучених із землею, наприклад, сталевих каркасів будівель, арматури залізобетонних підстав, труб будь-якого призначення.

Заземлюючий пристрій і грозозахист підстанції мають бути виконані відповідно до ПУЕ. Опір заземлюючого пристрою не повинен перевищувати 0,5 Ом у будь-яку пору року. Питомий опір $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

При розрахунку заземлюючого пристрою опором природних заземлювачів нехтуємо, вони зменшують загальний опір заземлюючого пристрою, їх провідність йде в запас надійності. Тоді

$$R_n = 0,5 \text{ Ом}$$

Визначимо розрахункові питомі опори ґрунту для горизонтальних і вертикальних заземлювачів

$$\rho_{p.z} = \rho_{y\delta} \cdot K_{n.z}, \quad (7.1)$$

$$\rho_{p.v} = \rho_{y\delta} \cdot K_{n.v}, \quad (7.2)$$

де $\rho_{y\delta}$ – питомий опір ґрунту;

$K_{n.z}$ і $K_{n.v}$ – підвищуючі коефіцієнти для горизонтальних і вертикальних електродів відповідно ($K_{n.z}=4,5$ і $K_{n.v}=1,5$).

$$\rho_{p.z} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ Ом}$$

$$\rho_{p.v} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір розтікання струму одного вертикального електроду. Як вертикальний електрод приймемо круглий сталевий стержень діаметром 12 мм, завдовжки 5 м. Верхні кінці стержнів заглиблені на глибину 0,8 м від поверхні землі.

$$R_{e.o} = \frac{\rho_{p.v}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (7.3)$$

де l – довжина стержня, м;

d – діаметр стержня, м;

t – глибина залягання, відстань від поверхні землі до середини стержневого заземлювача, м.

Таким чином

$$H = 0,8 \text{ м}$$

$$t = H + l/2 = 0,8 + 10/2 = 5,8 \text{ м}$$

$$L = 10 \text{ м}$$

$$d = 14 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

$$R_{o.v.e} = \frac{150}{2 * 3,14 * 10} \left(\ln \frac{2 * 10}{14 * 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 * 5,8 + 10}{4 * 5,8 - 10} \right) = 18,5 \text{ Ом}$$

Визначимо приблизну кількість вертикальних заземлювачів при заздалегідь прийнятому коефіцієнті використання

$$N = \frac{R_{o.v.e}}{K_g R_{ш}}, \quad (7.4)$$

де $R_{o.v.e}$ – опір розтікання одного вертикального електроду;

$R_{ш}$ – опір штучного заземлювача.

$$K_g = 0,3.$$

$$N = \frac{18,5}{0,5 \cdot 0,3} = 124$$

Визначимо опір розтікання струму горизонтального заземлювача. Для вирівнювання потенціалів по усій площі підстанції виконується зрівняльний контур із сталевих смуг перерізом $40 \times 4 \text{ мм}^2$, що прокладається на глибині $0,8 \text{ м}$ від поверхні землі.

$$R_{p.z.e} = \frac{R_{z.e}}{K_{g.z.e}}, \quad (7.5)$$

де $R_{z.e}$ – опір розтікання горизонтальних електродів, що визначається за формулою

$$R_{z.e} = \frac{\rho_{p.z}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}, \quad (7.6)$$

де l – довжина електроду;

b - ширина полоси;

t – глибина залягання електроду.

Таким чином

$$H = 0,8 \text{ м}$$

$$t = 0,802 \text{ м}$$

$$l = 1755 \text{ м}$$

$$b = 0,04 \text{ м}$$

$$R_{z.e} = \frac{450}{2 \cdot 3,14 \cdot 1755} \ln \frac{2 \cdot 1755}{0,04 \cdot 0,802} = 0,78 \text{ Ом}$$

Уточнюємо необхідний опір вертикальних електродів

$$R_{g.e} = \frac{0,78 \cdot 0,5}{(0,78 - 0,5)} = 1,4 \text{ Ом}$$

Визначаємо остаточну кількість вертикальних електродів:

$$N = \frac{18,5}{0,3 \cdot 1,4} = 45$$

Таким чином, заземлюючий пристрій підстанції 110/10 кВ складається з горизонтальних і вертикальних заземлювачів. Горизонтальний заземлювач (сталеві смуги) прокладається на відстань 0,8 - 1 м від фундаментів або підстав устаткування. Заземлюючі стержні угвинчуються в ґрунт по зовнішньому контуру заземлюючого пристрою з відстанню між стержнями 4 м.

Захисне заземлення підстанції відповідає вимогам робочих заземлень і заземлень засобів грозозахисту. Проте, при приєднанні засобів грозозахисту до захисних заземлень підстанції необхідно враховувати їх особливості.

Захисні і робочі заземлювачі відводять в землю струм промислової частоти і їх опір є стаціонарним, тоді як через засоби грозозахисту проходить струм блискавки, який має імпульсну форму. При стіканні із заземлювачів великих струмів блискавки в землю поблизу поверхні електродів створюються дуже високі напруженості електричного поля, під впливом яких пробивається шар землі, прилеглий до поверхні електроду. Навколо електроду утворюється зона іскріння, що як би збільшує поперечні розміри електроду і тим самим знижує його опір.

Отже, на підстанції біля кожного громовідводу встановлюється по три стержні, а біля кожного ОПНа (обмежувача перенапруг) - по одному стержню.

До заземлюючих пристроїв ВРП приєднані заземлюючі троси ЛЕП і усі природні заземлювачі підстанції.

Навколо заземлюючого пристрою, винесеного за територію підстанції, для вирівнювання потенціалу укладається один вирівнюючий провідник на відстані 1 м в напрямі від його меж на глибині 1 м.

7.3 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій

Проблема запобігання виникнення надзвичайних ситуацій техногенного походження та ліквідації їх наслідків в Україні є однією з найактуальніших.

Незважаючи на велику кількість заходів, які здійснюються для забезпечення надійного функціонування промислових об'єктів, неможливо повністю виключити ризик виникнення аварійних ситуацій техногенного характеру.

Не випадково у статті 20 Кодексу цивільного захисту України наголошено, що керівництво підприємств, установ та організацій незалежно від форм власності і підпорядкування забезпечує своїх працівників засобами індивідуального та колективного захисту, організовує здійснення евакуаційних заходів, створює сили для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій та забезпечує їх готовність до практичних дій, виконує інші заходи з ЦЗ і несе пов'язані з цим матеріальні та фінансові витрати.

Сутність рятувальних та інших невідкладних робіт – це усунення безпосередньої загрози життю та здоров'ю людей, відновлення життєзабезпечення населення, запобігання або значні зменшення матеріальних збитків. Рятувальні та інші невідкладні роботи включають також усунення пошкоджень, які заважають проведенню рятувальних робіт, створення умов для наступного проведення відновлювальних робіт. РіНР поділяють на рятувальні роботи та невідкладні роботи.

До рятувальних робіт відносять:

- розвідка маршруту руху сил, визначення обсягу та ступеню руйнувань, розмірів зон зараження, швидкості і напрямку розповсюдження зараженої хмари чи пожежі;
- локалізація та гасіння пожеж на маршруті руху сил та ділянках робіт;
- визначення об'єктів і населених пунктів, яким безпосередньо загрожує небезпека;
- визначення потрібного угруповання сил і засобів запобігання і локалізації небезпеки;

- пошук уражених та звільнення їх з-під завалів, пошкоджених та палаючих будинків, із загазованих та задимлених приміщень;
- розкриття завалених захисних споруд та рятування з них людей;
- вивіз або вивід населення із небезпечних місць у безпечні райони;
- організація комендантської служби, охорона матеріальних цінностей і громадського порядку;
- відновлення життєздатності населених пунктів та об'єктів;
- санітарна обробка уражених, знезараження одягу, взуття, засобів індивідуального захисту, територій, споруд, а також техніки;
- соціально-психологічна реабілітація населення.

До невідкладних робіт відносять:

- прокладання колонних шляхів та улаштування проїздів (проходів) у завалах та на зараженій території;
- локалізація аварій на водопровідних, енергетичних, газових і технологічних мережах;
- ремонт та тимчасове відновлення роботи комунально-енергетичних систем та мереж зв'язку для забезпечення рятувальних робіт;
- зміцнення або руйнування конструкцій, які загрожують обвалом і безпечному веденню робіт;

РіНР здійснюються у три етапи. На першому етапі вирішуються завдання:

- щодо екстреного захисту населення;
- з запобігання розвитку чи зменшення впливу наслідків;
- з підготовки до виконання РіНР.

Основними заходами щодо захисту населення є:

- оповіщення про небезпеку;
- використання засобів захисту;
- дотримання режимів поведінки;
- евакуація з небезпечних у безпечні райони;
- здійснення санітарно-гігієнічної, протиепідемічної профілактики і надання медичної допомоги;

- локалізація аварій, зупинка чи заміна технологічного процесу виробництва;

- попередження (запобігання) і гасіння пожеж.

На другому етапі проводять:

- пошук потерпілих, витягання потерпілих з-під завалів, з палаючих будинків, пошкоджених транспортних засобів;

- евакуація людей із зони лиха, аварії, осередку ураження;

- надання медичної допомоги;

- санітарна обробка людей, знезараження одягу, майна, техніки, території;

- проведення інших невідкладних робіт, що сприяють і забезпечують здійснення рятувальних робіт;

- надання потерпілим першої допомоги та евакуація їх (при необхідності) у лікувальні заходи.

На третьому етапі вирішуються завдання щодо забезпечення життєдіяльності населення у районах, які потерпіли від наслідків НСБ

- відновлення чи будівництво житла;

- відновлення енерго-, тепло-, водо- та газопостачання, ліній зв'язку;

- організація медичного обслуговування;

- забезпечення продовольством і предметами першої необхідності;

- знезараження харчів, води, фуражу, техніки, майна, територій;

- соціально-психологічна реабілітація;

- відшкодування збитків;

Відновлювальні роботи ЦЗ не виконує, їх здійснює спеціально створені підрозділи (бригади). Залежно від рівня надзвичайної ситуації (загальнодержавного, регіонального, місцевого, чи об'єктового) для проведення РіНР залучають сили та засоби ЦЗ центрального, регіонального або об'єктового підпорядкування.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Електромагнітне забруднення навколишнього середовища

Підстанція 110/10 кВ та високовольтні лінії електропередачі створюють навколо себе електромагнітні випромінювання. Оскільки підстанція знаходиться на території міста, то необхідний захист населення від впливу електромагнітного поля. Його вплив на живі організми поки мало вивчено, але відомі факти негативного впливу електромагнітного випромінювання на здоров'я людей, які працюють в зоні дії такого випромінювання.

Електромагнітні поля виникають поблизу ліній електропередач, працюючих телевізорів, радарів, холодильників та в ряді інших випадків. Радарні та радіорелейні установки дають мікрохвильове випромінювання з частотою у 1 - 15 ГГц. Вплив електромагнітних полів на живі організми залежить від частоти [18].

Під впливом електромагнітного випромінювання (особливо коли лінія електропередач працює при частоті більш ніж 60 Гц) у людини виникає швидка втомленість, з'являється почуття апатії, нерідко трапляється збільшення ваги, може розвиватися лейкоз, реєструються вади розвитку.

Тому деякі спеціалісти наполягають на максимальному вкороченні будь-яких ліній електропередач та на встановленні екранів, що поглинають випромінювання. Але інші спеціалісти вважають, що шкода від електромагнітного випромінювання перебільшена, а в дозах до 10 мТл вони взагалі безпечні.

Інтенсивний розвиток електроніки та радіотехніки викликав забруднення природного середовища електромагнітними випромінюваннями (полями). Мірою забруднення електромагнітними полями є напруженість поля (V/m). Ці поля завдають шкоди перш за все нервовій системі. Так, напруженість поля 1000 V/m спричинює головний біль і сильну втому, більші значення зумовлюють розвиток нервозів, безсоння, важкі захворювання.

Існують розроблені на основі медико-біологічних досліджень санітарні норми та правила щодо радіотехнічних і електротехнічних об'єктів. Вони

регламентують умови їх експлуатації з метою охорони населення від шкідливого впливу електромагнітних випромінювань.

Зростання енергетичних потужностей становить небезпеку для довкілля - розширюється мережа ЛЕП та зростає напруга повітряних ліній електропередач. Вони перерізають навпіл територію країни впливають на нормальний розвиток тваринного та рослинного світу. Спеціальні дослідження показали, що технічно найперспективніші лінії надвисокої та ультрависокої напруги (750—1150 кВ) становлять небезпеку. Навколо них утворюються потужні електромагнітні поля, які негативно впливають на людину, порушують природну міграцію тварин, процеси росту рослин [18].

Отже, потрібно максимально раціонально розташовувати електричні об'єкти щоб мінімізувати шкідливий вплив на екологію. Також необхідно вживати заходи з захисту навколишнього середовища та людини від електромагнітного забруднення уже споруджених електричних об'єктів.

8.2 Захист навколишнього середовища та людини від електромагнітного забруднення підстанції 110/10 кВ

Для зменшення впливу електромагнітного поля (ЕМП) на персонал та населення, яке знаходиться в зоні дії електромагнітного поля підстанції, потрібно вжити ряд захисних заходів. До їх числа входять організаційні, інженерно-технічні та лікарсько-профілактичні. Здійснення організаційних та інженерно-технічних заходів покладено передусім на органи санітарного нагляду. Підприємства та установи, які використовують джерела ЕМП, повинні проводити поточний санітарний нагляд за об'єктами, здійснювати організаційно-методичну роботу з підготовки спеціалістів та інженерно-технічний нагляд [18].

Ще на стадії проектування повинне бути забезпечене таке взаємне розташування опромінюючих та опромінюваних об'єктів, яке б зводило до мінімуму інтенсивність опромінення. Потрібно зменшити імовірність проникнення людей у зони з високою інтенсивністю ЕМП, скоротити час

перебування під опроміненням. Потужність джерел випромінювання мусить бути мінімально потрібною.

Важливе значення мають інженерно-технічні методи захисту: колективний, локальний та індивідуальний. Колективний захист спирається на розрахунок поширення радіохвиль в умовах конкретного рельєфу місцевості. Економічно найдоцільніше використовувати природні екрани – складки місцевості, лісонасадження, нежитлові будівлі. Встановивши антену нагорі, можна зменшити інтенсивність поля, яке опромінює населений пункт, у багато разів.

При захисті від випромінювання екрана повинне 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.

Існує велика кількість радіопоглинальних матеріалів як однорідного складу, так і композиційних, котрі складаються з різнорідних діелектричних та магнітних речовин. З метою підвищення ефективності поглинача поверхня екрана виготовляється шорсткою, ребристою або у вигляді шипів.

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 використовуються у тих випадках коли інші заходи недостатньо ефективні: при переході через зони збільшеної інтенсивності випромінювання, при ремонтних та налагоджувальних роботах у аварійних ситуаціях, під час короткочасного контролю та при зміні інтенсивності опромінення. 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 В/м. При зшиванні деталей захисного одягу потрібно забезпечити контакт ізольованих провідників. Тому електрогерметизація швів проводиться електропровідними розчинами чи клеями,

які забезпечують гальванічний контакт або збільшують ємнісний зв'язок проводів, котрі не контактують.

Коллективні та індивідуальні засоби захисту можуть забезпечити тривалу безпечну роботу персоналу на об'єктах.

Оскільки підстанція знаходиться в житловому районі і її перенесення за межі міста неможливе, то необхідно зменшити вплив електромагнітного випромінювання на оточуючих наступним чином:

- встановити на підстанції огорожу з металевої сітки
- унеможливити проникнення сторонніх осіб в зону дії електромагнітного випромінювання
- обмежити термін перебування персоналу під джерелами випромінювання ПС, провести повну автоматизацію;
- створити санітарно-захисні зони та озеленити територію;
- ізолювати струмоведучі частини надійною ізоляцією.
- в приміщеннях, де перебуває робочий персонал, наклеїти на стіни металізовані шпалери.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

У дипломній роботі проведено модернізацію підстанції 110/10 кВ «Н. Петрівці» з метою посилення надійності схеми електропостачання та розглянуто питання оптимальних варіантів відновлення електропостачання знеструмлених споживачів підстанції, і отримано такі результати:

1. Проведено аналіз ефективності електропостачання споживачів підстанцією. Детальний аналіз пошкоджень та відмов обладнання показав, що майже 40% відбулося з вини оперативного персоналу.

2. Проведено дослідження критеріїв оптимізації для рішення задачі відновлення електроживлення знеструмлених споживачів підстанції 110/10 кВ, що враховують вплив як економічних обмежень так і технологічних аспектів.

3. Проведено розрахунок електричних навантажень, і, з урахуванням надійності живлення, розроблена однолінійна схема підстанції. Проведена заміна існуючих силових трансформаторів ТДН 1600/110/10 кВ на трансформатори з розчепленою вторинною обвиткою тієї ж потужності ТРДН 1600/110/10/10 кВ.

4. Здійснено вибір сучасного електроустаткування і автоматики, проведено вибір електричних апаратів та струмоведучих частин розподільчого пристрою. Також зроблена заміна розрядників на більш сучасніші обмежувачі перенапруг (ОПН) і здійснено встановлення потужніших пристроїв компенсації ємнісних струмів. Облік електроенергії здійснено на базі багатофункціональних лічильників серії ЄвроАльфа.

5. Проведено розрахунок струмів короткого замикання в контрольованих точках при максимальному та мінімальному режимах мережі. Як пристрої релейного захисту і автоматики застосовані мікропроцесорні термінали захисту REF 541.

6. Сформовані блок-схеми алгоритмів розвантаження ліній електропередачі і трансформаторних підстанцій та генерації найкращих варіантів відновлення живлення знеструмлених електроспоживачів. При реалізації даних алгоритмів, оперативно-технічний персонал підстанції

110/10 кВ зможе в автоматизованому режимі усунути перевантаження ліній та ПС, і скоротити час аварійного знеструмлення електроспоживачів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Бабюк С. М. Актуальність задачі відновлення електропостачання знеструмлених споживачів трансформаторних підстанцій/ С. М. Бабюк, В. В. Хлопик // Збірник тез доповідей VIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 27-28 листопада 2019 року. — Т. : ТНТУ, 2019. —Том 3. — С. 7. — (Електротехніка та енергозбереження).

2. Лук'яненко Л. М. Сучасні методи та засоби розв'язання задачі відновлення електропостачання знеструмлених споживачів в електромережах / Л. М. Лук'яненко // Техн. електродинаміка. Тем. випуск. Силова електроніка та енергоефективність. – 2007. – Ч. 5. – С. 89–92.

3. Буткевич О. Ф. Диспетчерське управління режимами електричних мереж / О. Ф. Буткевич, О. В. Кириленко, В. Г. Левітський, О. С. Яндульський // Региональные проблемы энергосбережения в производстве и потреблении энергии : междунар. научн.-практ. конф., 25-29 окт. 1999 г.: тезисы докл. – К., 1999. – С. 44.

4. Буткевич А. Ф. Компьютерное диагностирование аварийных состояний электрических сетей / А. Ф. Буткевич, А. В. Кириленко, В. Г. Левитский // Математичне моделювання в електротехніці, електроніці та електроенергетиці : міжнар. наук.-техн. конф., 25-30 жов. 1999 р.: тези доп. – Львів, 1999. – С. 29–30.

5. Данилова Е. А. Метод выбора наилучшего варианта схемы восстановления питания потребителей с помощью теории нечеткой логики / Е. А. Данилова, Н. В. Костерев // Зб.наук.праць ДонДТУ. Серія “Електротехніка і енергетика”. – 2000. – Вип. 21. – С. 77–80.

6. Данилова О. А. Удосконалення методів визначення варіанту відновлення схеми електропостачання споживачів в умовах нечіткості вхідної інформації: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.14.02 «Електричні станції, мережі та системи» / О.А. Данилова. – Київ, 2003. – 20 с.

7. Кириленко О. В. Системи підтримки прийняття рішень оперативним персоналом електроенергетичних об'єктів / О. В. Кириленко, О. Ф. Буткевич, Л. М. Лук'яненко, Е. В. Парус // Техн. електродинаміка. – 2008. – № 3. – С. 59–65.

8. Кириленко О. В. Системи моніторингу електроенергетичних об'єктів / О. В. Кириленко, Л. М. Лук'яненко, І. В. Блінов // Техн. електродинаміка. Тем. випуск. Силова електроніка та енергоефективність. – 2006. – Ч. 2. – С. 77–82.

9. Лук'яненко Л. М. Особливості задачі відновлення живлення знеструмлених споживачів в електромережах / Л. М. Лук'яненко, І. В. Блінов // Праці ІЕД НАНУ. – 2008. – Вип. 19. – С. 36–41.

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 [Текст] : справочное издание / Г. М. Кнорринг. - 6-е изд., перераб. - Л. : Энергия, 1968. - 391 с.

13. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст] : 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 [Текст] / 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 [Текст] : 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 [Текст] : 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 [Текст] : 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.