

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
(повна назва університету, м. Полтава)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і робототехніки
(повна назва інституту, м. Полтава, вулиця)

Кафедра автоматичної, електронної та телекомунікаційної техніки
(повна назва кафедри, м. Полтава, вулиця)

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр

(ступінь вищої освіти)

на тему **Оптимізація системи електропостачання Зачепилівської
установки первинної підготовки нафти за рахунок встановлення АВР
та дизель-генератора**

Виконав: студент 6 курсу, групи 601МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
(назва спеціальності)

Немпріч Я.І.

(прізвище та ініціал)

Керівник Трет'як А.В.

(прізвище та ініціал)

Рецензент Кислиця С.Г.


(прізвище та ініціал)

Полтава - 2024 рік

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
 Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і
 робототехніки
 Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
 Ступінь вищої освіти Магістр
 Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри
 автоматки, електроніки та
 телекомунікацій

 О.В. Шефер
 "04" | 09 2023 р.

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Немиричу Ярославу Ігоровичу

1. Тема проекту (роботи) «Оптимізація системи електропостачання Зачепилівської установки первинної підготовки нафти за рахунок встановлення АВР та дизель-генератора»
 керівник проекту (роботи) Трет'як Андрій Валерійович, к.т.н., доцент
 затверджена наказом вищого навчального закладу від "04"09 2023 року № 986-фа
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 13.12.2023 р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи) Встановлення проєктованих ДГУ 0,4 кВ, встановлення проєктованих щаб АВР, встановлення проєктованих ДГУ-0,4 кВ.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Загальні відомості про об'єкт модернізації. Призначення установки первинної підготовки нафти. Обладнання для видобування нафтогазової суміші. Моделі та методи оцінки та забезпечення надійності систем електропостачання. Причини для модернізації Зачепилівської УПП. Реконструкція системи електропостачання. Обґрунтування необхідності визначення параметрів накопичувачів електричної енергії. Вибір варіантів структури активної розподільної електричної мережі ізольованої системи електропостачання. Вибір варіантів схем розподільної електричної мережі враховуючи їх реконструкцію за критерієм мінімуму витрат на її спорудження. Формування надлишкового набору схем для подальшого більш обґрунтованого вибору раціональної схеми з урахуванням вимог надійності. Висновки по роботі.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових елементів):
- 1) Верстат – качалка. Загальний вигляд.
 - 2) Дизельна електростанція. Загальний вигляд.
 - 3) Схема підключення генераторної установки з панеллю АВР.
 - 4) Шафа АВР. Схема електрична принципова.
 - 5) Однолінійна схема проектуемого резервного живлення. Зовнішнє електропостачання.
 - 6) План прокладання кабелів по приміщенню електрощитової.
 - 7) Плакати дослідної частини.
 - 8) Висновки по роботі.

6. Дата видачі завдання 02.10.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи			Пром. (підпис)
		Дата початку	Дата закінчення	Відсоток виконання	
1	Аналіз літературних джерел. Загальні відомості про об'єкт модернізації. Призначення установки первинної підготовки нафти. Обладнання для видобування нафтогазоводяної суміші	11.10.23		15%	Пл.
2	Моделі та методи оцінки та забезпечення надійності систем електропостачання. Причини для модернізації Зачепилівської УППН	18.10.23	I	30%	Пл.
3	Реконструкція системи електропостачання. Обґрунтування необхідності визначення параметрів накопичувачів електричної енергії	25.10.23		40%	Пл.
4	Вибір варіантів структури активної розподільної електричної мережі ізольованої системи електропостачання.	14.11.23		50%	Пл.
5	Вибір варіантів схем розподільної електричної мережі враховуючи їх реконструкцію за критерієм мінімуму витрат на її спорудження.	21.11.23	II	60%	Пл.
6	Формування надлишкового набору схем для подальшого більш обґрунтованого вибору раціональної схеми з урахуванням вимог надійності.	28.11.23		70%	Пл.
7	Визначення якісних характеристик системи автоматичного керування	06.12.23		90%	Пл.
8	Оформлення магістерської роботи	13.12.23	III	100%	Пл.

Магістрант

(підпис)

Немирич С.
(підпис та прізвище)

Керівник роботи

(підпис)

Трет'як А.
(підпис та прізвище)

ЗМІСТ

	стор.
ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ’ЄКТ МОДЕРНІЗАЦІЇ	
1.1 Призначення установки первинної підготовки нафти	7
1.2 Обладнання для видобування нафтогазоводяної суміші	8
1.3 Завдання комплексного обґрунтування розвитку активних ізольованих систем електропостачання	18
1.4 Методичні підходи до вирішення задач оптимізації структури та параметрів активних ізольованих систем електропостачання	21
1.5 Моделі та методи оцінки та забезпечення надійності систем електропостачання	28
1.6 Причини для модернізації Зачепилівської УППН	30
РОЗДІЛ 2 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	
2.1 Методологія ієрархічного підходу до обґрунтування розвитку активних ізольованих систем електропостачання	38
2.2 Математична формалізація задачі	41
РОЗДІЛ 3 РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	
3.1 Вихідні дані для проектування	51
3.2 Коротка характеристика об’єкту проектування	53
3.3 Обґрунтування необхідності визначення параметрів накопичувачів електричної енергії	56
РОЗДІЛ 4. ВИБІР ВАРІАНТІВ СТРУКТУРИ АКТИВНОЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ІЗОЛОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	
4.1 Вибір варіантів схем розподільної електричної мережі враховуючи їх реконструкцію за критерієм мінімуму витрат на її спорудження	59
4.2. Формування надлишкового набору схем для подальшого більш обґрунтованого вибору раціональної схеми з урахуванням вимог надійності	63
ВИСНОВКИ	70
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	71
ДОДАТКИ	75

ВСТУП

Приблизно 50% паливних ресурсів (нафта, газ, уран, вугілля) використовуються для виробництва тепло- та електроенергії. Електроенергія необхідна в усіх галузях виробництва.

Електроенергетика має безпосередній вплив на народне господарство. Достатня кількість електроенергії є рушієм прогресу в підприємствах та виробництвах. Для певних регіонів України електроенергетика визначає територіально-виробничий комплекс та вектор розвитку регіону [1].

В Україні діють такі види електростанцій: теплоелектростанції та теплоелектроцентралі, гідро- і гідроаккумуляційні електростанції, атомні, та відновлювальних джерел енергії (сонце, вітер тощо). Енергосистеми (об'єднання електростанцій) здійснюють генерування, подальше транспортування та розподіл електричної енергії між різними типами споживачів [2].

Розташування електроенергетичних комплексів залежить від паливно-енергетичних ресурсів та запиту споживачів. Існують такі принципи розташування та розвитку: концентрація електроенергії; комбінування виробництва тепла та електроенергії; освоєння природних ресурсів.

Енергетика — основа розвитку господарства. Вона забезпечує технологічні процеси в промисловості, дає тепло і світло людям. Це система галузей, що охоплює паливну промисловість та електроенергетику з їх підприємствами, комунікаціями, системами керування, науково-дослідною базою. Підприємства енергетики ведуть розвідку, освоєння, переробку та доправлення енергоносіїв, виробництво та передавання електроенергії і тепла.

До однієї, із таких галузей відносяться нафтогазовидобувний сектор, бо процес підготовки нафти і газу є безперервним. Так, що ж таке нафтогазовидобувний сектор - галузь важкої промисловості, підприємства якої розвідують, видобувають і переробляють нафту та газ, транспортують і зберігають їх.

Відноситься вона до промислових споживачів: це підприємства та виробничі об'єкти, які використовують електроенергію для роботи машин, обладнання, освітлення та інших процесів виробництва. Промислові споживачі можуть мати великі потреби в електроенергії і часто мають спеціальні підстанції для постачання великих обсягів струму. Але через розв'язану Російською Федерацією війну проти України та навмисні ракетні обстріли російськими військами енергетичного устаткування України (вугільних електростанцій, ТЕЦ, гідроелектростанцій, трансформаторних підстанцій, ЛЕП) на початку жовтня 2022 року, в українській енергетичній системі сталися збої в електропостачанні. Повторні ракетні обстріли РФ цивільної енергетичної інфраструктури, призвели до аварійних вимкнень електроенергії майже по всій країні. Вже на початку листопада, на заході України почали застосовувати графіки віялових вимкнень електроенергії, але згодом українським енергетикам вдалося полагодити велику частину обладнання. Подальші ворожі ракетні обстріли 23 листопада і нестаток запасного електрообладнання, спричинили ще значніше погіршення становища в енергосистемі і вже непланових вимкнень напруги по всій країні [3].

Водночас, енергетична скрута підштовхує українську промисловість до виготовлення унікальних для України енергетичних об'єктів, або модернізацію свого обладнання.

РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ МОДЕРНІЗАЦІЇ

1.1 Призначення установки первинної підготовки нафти

Установки первинної підготовки нафти (УППН) формуються відповідно до Проекту облаштування родовища, що розробляється спеціалізованою проектною організацією (проектним інститутом). Вони забезпечують процес транспортування по трубопроводах нафти, води і газу від свердловин до центрального збірного пункту (ЦЗП).

Видобута з пластів нафта транспортується під дією напору тиску на гирлі свердловин, або перекачується насосами. На деяких родовищах, при горбистому рельєфі місцевості, для транспортування видобутої нафти використовують різницю геодезичних відміток вхідної та вихідної точок трубопроводу. При збиранні нафти, потрібно вимірювати кількість видобутої продукції по кожній свердловині для одержання інформації необхідної при проектуванні експлуатації свердловин, контролю та регулюванні розробки родовища.

Технологія одержання товарної продукції складається з технологічних процесів сепарації, стабілізації, зневоднення (деемульсації) і знесолення нафти, очищення стічної води від часток емульгованої нафти та механічних домішок, а також осушування (від водяної пари) й очищення (від сірководню та діоксиду вуглецю) нафтового газу.

Первинна підготовка видобутої на промислах нафти зумовлена необхідністю зменшення транспортних витрат, запобігання утворення стійких нафтових емульсій, гідратуутворення в газопроводах, збереження приймальності водонагнітальних свердловин, зменшення корозійного руйнування внутрішньопромислового і заводського обладнання та трубопроводів під час транспортування нафти, газу і води.

Збирання і підготовка нафти — це єдина система технологічних процесів, де збирання поєднується з підготовкою нафти. Сучасна система збирання

нафти і попутного газу та їх підготовки — це складний технологічний комплекс трубопроводів та блочного автоматизованого обладнання.

Трубопровідні системи збору і підготовки нафти (нафто-, водо-, газо-, продуктопроводи) становлять основну частину витрат на облаштування нафтових промислів. Їх довжина становить сотні кілометрів на невеликих за площею родовищах, а для значних за розмірами досягає багатьох десятків тисяч кілометрів. Практично всі трубопроводи в системах промислового збору (викидні лінії, збірні та товарні колектори) є підземними напірними системами з робочим тиском від 1 — 3 МПа. Метою промислової підготовки нафти є її дегазація, зневоднення, знесолення та стабілізація.

1.2 Обладнання для видобування нафтогазової суміші

Верстат-качалка (рис. 1.1) — агрегат для приведення в дію глибинного насоса при механізованій експлуатації нафтових свердловин. Зворотно-поступальний рух плунжера глибинного насоса передається через штанги і шток. Верстат-качалка встановлюється на фундаменті над гирлом свердловини.

На платформу встановлюються редуктор та електродвигун. Іноді електродвигун розташований під платформою. Останній варіант має підвищену небезпеку, тому твикористовується рідко. Електродвигун з'єднується із знижувальним редуктором через клиноремінну передачу. Редуктор, у свою чергу, з'єднується з балансиrom через кривошипно-шатунний механізм. Цей механізм перетворює обертальний рух валу редуктора у зворотно-поступальний рух балансиру. Станція управління є шафою, в якій розташована електроапаратура. Поблизу станції управління (або прямо на ній) виведено ручне гальмо верстата-качалки. На самій станції керування розташований ключ (для замикання електромережі) та амперметр. Останній — дуже важливий елемент, особливо у роботі оператора видобутку нафти та газу. Нульова позначка у амперметра поставлена в середину шкали, а стрілка-показчик рухається то негативну, то позитивну область. Саме за відхиленням вліво-

вправо оператор визначає навантаження на верстат - відхилення в обидві сторони повинні бути приблизно рівними. Якщо ж умова рівності не виконується, значить верстат працює вхолосту.



Рисунок 1.1 – Верстат – качалка

Асинхронний двигун (рис. 1.2) - це трифазна машина змінного струму, яка використовується для перетворення електричної енергії в механічну. Її головна відмінність від інших типів моторів в тому, що швидкість обертання ротора відстає від швидкості магнітного поля. Діапазон потужностей таких моторів дуже широкий: від кількох сотень ват до кількох тисяч кіловат. При цьому загальний пристрій та принцип роботи асинхронного двигуна однаковий для всіх габаритів та модифікацій цих машин.



Рисунок 1.2 – Асинхронний двигун

Спосіб дії: на обмотку статора подається змінна напруга, під дією якої в обмотках протікає трифазна система струмів. Оскільки обмотка асинхронної машини просторово зрушені одна відносно одної на 120 градусів, тобто в симетричній системі струми в цих обмотках мають фазовий зсув в 120 градусів, в таких обмотках створюється обертове магнітне поле. Обертове магнітне поле, перетинаючи провідники обмотки ротора, індукує в них електрорушійну силу, під дією якої в обмотці ротора протікає струм, котрий спотворює магнітне поле статора збільшуючи його енергію, що веде до виникнення електромагнітної сили, під дією якої ротор починає обертатися (для більш простого пояснення, можна послатися на силу Ампера, що діє на провідники обмотки ротора, котрі знаходяться в магнітному полі статора). Щоб в обмотці ротора виникала ЕРС, треба аби швидкість обертання ротора відрізнялася від швидкості обертання поля статора, тобто обертове поле статора згодом втягує ротор у нескінченну гонитву, ніби той намагається наздогнати магнітне поле, але ніколи не досягає успіху.

Магнітний пускач ПМЛ3220 О*2Б (рис. 1.3) – електромеханічний комутаційний апарат, призначений для керування живленням електродвигунів:

їх пуску, розгону, забезпечення неперервної роботи, відключення живлення та захисту електродвигунів від перевантажень.



Рисунок 1.3 – Магнітний пускач ПМЛ3220 О*2Б

Конструктивно пускач — це комбінація усіх комутаційних засобів, потрібних для запуску та зупинки електродвигуна, у поєднанні з належним захистом від перевантажень. Пускач у своїй основі містить контактор, який укомплектовано додатковими приладами: тепловим реле, плавкими запобіжниками, кнопками керування та додатковою контактною групою чи автоматом для пуску електродвигуна.

Пускачі для запуску потужних (від 1 кВт і більше) двигунів облаштовуються пристроями гасіння електричної дуги (дугогасна камера), яка виникає під час комутації між силовими контактами пускача внаслідок індуктивної природи навантаження. Теплове реле, яке входить до складу пускача, захищає обмотку двигуна, а відтак і мережу живлення, від перевантажень, але не забезпечує захист мереж від коротких замикань. Крім того, пускач не обов'язково має функцію роз'єднання. Так звані захищені й комбіновані пускачі крім захисту мереж від коротких замикань, забезпечують й виконання функції роз'єднання.

Автоматичний вимикач (рис. 1.4) - це контактний комутаційний апарат, що спроможний вмикати, проводити та вимикати струм навантаження, коли

електричне коло в робочому стані, а також вмикати, проводити протягом певного встановленого часу і вимикати аварійний струм в електричному колі.



Рисунок 1.4 – Автоматичний вимикач

Автоматичний вимикач призначено для нечастих вмикань/вимикань (хоча автоматичні вимикачі провідних фірм, можуть мати комутаційну витривалість до 20000 циклів увімкнено/вимкнено, а модульні вимикачі навантаження — до 100000 циклів і працювати за температури від -30 до +60 °С та вологості 95 %), а також для захисту кабелів та кінцевих споживачів від перевантаження і короткого замикання. Автоматичні вимикачі можуть мати додаткові незалежні від струму навантаження, розчіплювачі з допоміжними контактами сигналізації та/або моторні приводи, для віддаленого керування вимикачем. Механізм розчеплення приводиться в дію одним з двох розчіплювачів: тепловим або магнітним:

Тепловий роз'єднувач являє собою біметалеву пластину, котра нагрівається струмом, який нею протікає. Під час протікання струму, вище допустимого значення, біметалева пластина вигинається і приводить до дії механізм розчеплення. Час спрацьовування залежить від величини струму, котрий протікає крізь автоматичний вимикач і може змінюватися від кількох секунд до години. Мінімальний струм, за якого тепловий роз'єднувач має спрацьовувати за час не більше 1 години (при $I_n \leq 63 \text{ A}$) або 2 годин (при $I_n > 63 \text{ A}$) становить (згідно ДСТУ EN 60898-1:2014) 1,45 від номінального струму запобіжника. Налаштування струму спрацьовування виконується під час виготовлення пристрою на заводі регулювальним гвинтом. На відміну від плавкого запобіжника, автоматичний вимикач готовий до наступного використання після охолодження біметалевої пластини. Автоматичні вимикачі які розраховані для використання в колах постійного струму, не мають теплового роз'єднувача, тільки електромагнітний соленоїд, але більшість автоматичних вимикачів відомих марок (наприклад Schneider Electric) розрахованих на використання в мережах змінного струму, можуть застосовуватися й для захисту кіл постійного струму, з обов'язковим коригуванням номінального струму згідно таблиць, наданих виробником.

Магнітний (миттєвий) роз'єднувач являє собою соленоїд, рухоме осердя якого, також може приводити в дію механізм розчеплення. Струм, що проходить крізь запобіжник, тече обмоткою соленоїда та викликає втягування осердя у разі перевищення заданого порогу. Миттєвий роз'єднувач, на відміну від теплового, спрацьовує дуже швидко (частки секунди), але за значно більшого перевищення струму: в 2-14 разів від номіналу (автоматичні вимикачі поділяються на типи А, В, С і D, залежно від чутливості миттєвого розчіплювача). Автоматичні вимикачі з кривою розчеплення D (кратність спрацювання 10-14 від номіналу), використовуються в електричних колах з великими пусковими струмами, наприклад для пуску асинхронних електродвигунів або вмикання силових трансформаторів. Вимикачі з кривою В розраховані на захист освітлювальних мереж та подовжених електричних ліній.

Автомати з кривою розчеплення С найбільш розповсюджені в побутових електричних мережах споживачів.



Рисунок 1.5 – Повітряні лінії електропередач

Повітряні лінії електропередач (рис. 1.5) - лінія для передавання електричної енергії по проводах, підвішених у повітрі до опор за допомогою ізоляторів та спеціальної арматури. Є однією з основних ланок енергетичної системи, яка призначена для передавання та розподілу електричної енергії напругою до і понад 1 кВ без зміни її параметрів.

Повітряними лініями електропередачі також передають інформацію за допомогою високочастотних сигналів або ВОЛП. Вони використовуються для диспетчерського керування, передавання телеметричних даних, сигналів релейного захисту та протиаварійної автоматики. Опори повітряних ліній електропередачі — дерев'яні, залізобетонні, металеві або композитні. Опори можуть встановлюватись безпосередньо у ґрунт або на фундаментах.

Повітряні лінії складаються з таких основних конструктивних елементів:

- 1 Проводів різних конструкцій та перерізів, якими передається електричний струм.
- 2 Грозозахисних тросів, які захищають лінії від грозових розрядів.

3 Опор різних типів — для підвищення проводів та грозозахисних тросів.

4 Ізоляторів або гірлянд ізоляторів для ізоляції проводів від заземлених частин опори.

5 Лінійної арматури, яка служить для кріплення проводів і тросів до ізоляторів та опор, а також для з'єднання проводів і тросів.

6 Заземлювальних пристроїв та розрядників, які забезпечують відведення струмів блискавки у землю.

Для повітряної лінії електропередачі використовують неізольовані або захищені полімерною ізоляцією багатожильні алюмінієві або сталюалюмінієві проводи з антикорозійним заповненням або без нього, рідше - одно- чи багатожильні сталеві проводи.

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) (рис. 1.6) - призначена для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50Гц в системах з глухозаземленою нейтраллю трансформатора на стороні нижчої напруги в сільських електричних мережах.

Комплектні трансформаторні підстанції типу ПКТП виготовляються в загальнопромисловому виконанні і комплектуються масляними або сухими силовими трансформаторами потужністю 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 кВА на напругу 10 (6)/0,4 кВ трифазного змінного струму частотою 50 Гц і є пересувні однострансформаторні підстанції зовнішньої установки, кіоскові, тупикового типу з кабельним або повітряним вводом. ПКТП випускаються як з глухозаземленою нейтраллю, так і з ізолюваною нейтраллю.



Рисунок 1.6 – Комплектна трансформаторна підстанція

Трансформаторна підстанція має такі складові частини:

- відсік розподільного пристрою з боку вищої напруги ПВН;
- відсік силового трансформатора;
- відсік розподільного пристрою з боку нижчої напруги РПНН.

Відсік ПВН в себе включає:

- роз'єднувач або вимикач навантаження;
- високовольтні запобіжники ПКТ-6(10) кВ;
- високовольтні розрядники РВО-6(10) кВ.

Відсік силового трансформатора в себе включає:

- силовий трансформатор (номінальною потужністю 100 ... 630 кВА),

згідно заявки Замовника.

Відсік РПНН в себе включає:

- ввідний автоматичний вимикач до 630 (1000) А;
- відхідні лінії споживачів в кількості до 6 шт. з автоматичними вимикачами;
- реле контролю струмів витоку РУ-380 (УАКИ);
- блок загального обліку електроенергії (за бажанням Замовника);
- автоматичне включення фідерних ліній (із застосуванням пускачів).

Підстанція забезпечує:

- захист цілісності ланцюга заземлення відхідних ліній;
- підключення зовнішнього освітлення із захистом від короткого замикання (за бажанням Замовника);
- контроль опору ізоляції як під напругою приєднань, які відходять, так і у відключеному стані.

В частині вимог безпеки ПКТП відповідають ДСТУ 22789-94, а також «ПУЕ», «Правил технічної експлуатації електроустановок споживача», «СНиП», ДСТУ 3335-96 і вимогам пожежної безпеки.

ПКТП відповідають вимогам ТУ У 31.1-35036863-004:2009.

1.3. Завдання комплексного обґрунтування розвитку активних ізольованих систем електропостачання

Враховуючи масштаби ізольованих систем електропостачання (СЕ), всю сукупність вимог до їх розвитку та функціонування для забезпечення економічності, надійності електропостачання та якості електроенергії, і, як

наслідок, високу трудомісткість моделювання всього комплексу, необхідних для детального обліку факторів та умов, доцільно розглядати ієрархічний підхід до вирішення задач обґрунтування розвитку цих систем, використовуючи методичні поради [3-4]. На підставі узагальнення існуючого досвіду проектування систем електропостачання з урахуванням ідеології ієрархічного підходу загальна проблема обґрунтування розвитку таких систем представляється у вигляді трьох послідовних етапів [5]:

1. Обґрунтування оптимальної зміни СЕ, що визначається взаєморозташуванням і взаємозв'язком елементів у системі.
2. Комплексна оптимізація структури та параметрів системи електропостачання з урахуванням вимог до її активності, надійності електропостачання, якості електричної енергії та економічної ефективності прийнятих рішень.
3. Дослідження умов функціонування майбутньої системи електропостачання на основі детального аналізу її нормальних, аварійних, післяаварійних та інших режимів роботи. Необхідною умовою є виконання збільшених вимог до параметрів режимів, надійності електропостачання споживачів та якості електроенергії з урахуванням конкретних засобів та заходів щодо забезпечення активності системи електропостачання.

Зарубіжні розробки у цьому напрямі аналізуються у огляді [6]. Розглянуто питання планування дистанцій та мережевої структури як для нормальних режимів роботи, так і для аварійних. Математичні моделі та методи комплексної оптимізації структури та параметрів систем електропостачання, у тому числі з урахуванням розподіленої генерації, розглядаються у [6-9]. Методично та практично неопрацьованим є комплекс завдань дослідження умов функціонування майбутніх активних СЕ. Розглянемо специфіку цього напрямку на прикладах низки завдань.

З погляду аналізованої проблеми становить інтерес, з допомогою активних засобів і заходів може бути досягнуто виконання збільшених вимог

щодо надійності електропостачання споживачів та якості електричної енергії з урахуванням економічної ефективності функціонування СЕ.

Надійність електропостачання споживачів визначається на основі розрахунків надійності розподільчої електричної мережі шляхом визначення її слабких місць, стосовно яких доцільно рекомендувати заходи щодо підвищення надійності електричної мережі та, зрештою, надійності електропостачання конкретних споживачів. У роботі [5] з цією метою розглядається завдання розрахунку режимної надійності розподільчої електричної мережі. Властивість активності систем електропостачання у разі досягається з допомогою координованих дій дистанційно керованих комутаційних апаратів із єдиною метою реконфігурації електричної мережі в післяаварійних станах системи, і навіть систем управління установками розподіленої генерації. Стосовно проблеми розвитку системи електропостачання потрібно вирішувати завдання про оптимальне розміщення таких пристроїв [6-7] з урахуванням невизначеності інформації на перспективу та множинності зовнішніх умов розвитку СЕ.

Якість електроенергії для систем електропостачання, що працюють паралельно з високовольтною електроенергетичною системою, визначається рівнями напруги у вузлах схеми, наявністю гармонік напруг і струмів, різним за величиною (несиметричним) навантаженням по фазах трифазної системи. Для ізольованих СЕ до цього переліку додаються вимоги до рівнів напруги та частоти.

Основні проектні завдання цієї складової проблеми пов'язані з оптимізацією складу, параметрів та розміщення зазначених пристроїв безперервного і дискретного управління для надання властивості активності розподільної електричної мережі.

Однією з найпоширеніших завдань забезпечення економічної ефективності функціонування пасивних (що не містять джерел) систем електропостачання є мінімізація втрат активної потужності у розподільчій електричній мережі. У разі джерел розподіленої генерації додатково може

мінімізуватися витрата палива цими установками. Зазначені завдання великою мірою мають експлуатаційний характер, проте вони важливі й у плані розміщення установок розподіленої генерації та комутаційних апаратів для розмикання кільцевої структури електричної мережі, що завдання розвитку. При врахуванні активності споживачів завдання взаємодії СЕ та споживачів мають вирішуватись спільно. Що стосується розподільчої електричної мережі однією з основних засобів управління є реконфігурація мережі з допомогою дистанційно керованих комутаційних апаратів [7].

При оптимізації добових графіків навантаження енергоспоживання, зокрема за участю активних споживачів, використовується самостійний критерій [8]. Таким чином, загальне завдання, що координує взаємодію системи електропостачання та споживачів, є багатокритеріальною.

З урахуванням викладеного проблему дослідження умов функціонування майбутньої активної системи електропостачання необхідно розглядати у складі двох взаємопов'язаних груп завдань:

- оцінка виконання збільшених вимог до параметрів режиму за умов надійності електропостачання споживачів та якості електричної енергії шляхом розрахунків відповідних режимів з урахуванням їх економічної ефективності за заданих розрахункових умов відповідно до чинних методичних документів (державні та галузеві стандарти, методичні рекомендації та ін.), а також зростання вимог споживачів;
- при невиконанні зазначених збільшених вимог до параметрів режиму обґрунтування необхідних засобів та заходів щодо введення параметрів режиму у допустимі межі шляхом реконфігурації схеми системи електропостачання та управління її параметрами у розглянутих вище аспектах; при цьому вирішуються завдання вибору складу, параметрів та місць розміщення засобів реконфігурації та управління параметрами схеми (комутаційних апаратів, що компенсують пристроїв різного призначення та ін.).

Слід наголосити на необхідності координації різних завдань обґрунтування засобів реконфігурації СЕ, їх складу, параметрів і розміщення з урахуванням реально багатocільового використання цих коштів. Критерієм при цьому може бути мінімум витрат на зазначені кошти для безлічі можливостей їх використання. На даний момент досліджено різні підходи до формалізації окремих завдань аналізованої групи [3, 6, 8], координаційна задача залишається поки що практично недослідженою.

1.4. Методичні підходи до вирішення задач оптимізації структури та параметрів активних ізольованих систем електропостачання

Найбільш важливим моментом під час планування розвитку ізольованих систем є оптимізація складу генеруючих джерел. Тип та потужність кожного з компонентів системи впливає на безперебійність та якість електропостачання. Очевидно, що на вибір складу генерації істотно впливають вимоги споживачів електричної енергії.

Існують різні методи оптимізації генеруючих потужностей. В основному для цих методів використовуються такі критерії:

1. Надійні.
2. Економічні.
3. Екологічні.

Надійність електропостачання та вартість виробництва електроенергії – два основні критерії, які використовуються для системного опису ізольованої системи. У вартість виробництва входять капітальні витрати, експлуатаційні витрати та екологічні витрати. Частково екологічний критерій може бути врахований в економічних витратах у вигляді оплати за негативний вплив на довкілля. За наявності кількох критеріїв, за допомогою яких може здійснюватися оптимізація структури генерації ізольованих систем, це завдання необхідно вирішувати як багатокритеріальну.

Нині існує досить багато методів вирішення багатокритеріальних завдань [8-9]. У зв'язку з лібералізацією електроенергетики, появою сучасних ізольованих систем, розробки та дослідження у цьому напрямі набули суттєвого розвитку.

У роботі [9] розглянуто підхід до багатокритеріального дослідження розвитку електроенергетичних систем. Цей підхід, базуючись на фундаментальних положеннях теорії корисності, дозволяє об'єднати різні методи аналізу критеріїв у процесі обґрунтування рішень за умов різних переваг.

Можливе використання методу на основі визначення множини Парето [10]. Він застосовується для багатокритеріальних завдань, які містять кінцеву множину можливих рішень і мають на цій множині набір кількох критеріїв, які потрібно мінімізувати або максимізувати.

Багатокритеріальне завдання часто зводиться до однокритеріального. Цей підхід передбачає використання суперкритерію як скалярної функції векторного аргументу [15]:

$$q_0(x) = q_0(q_1(x), q_2(x), \dots, q_p(x)), \quad (1.1)$$

де $q_1(x), q_2(x), \dots, q_p(x)$ – критерії, x – альтернатива з множини X .

Вигляд функції q_0 залежить від вкладу кожного окремого критерію до загального суперкритерію. Як правило, у цьому випадку застосовуються адитивні та мультиплікативні функції виду:

$$q_0 = \sum_{i=1}^p \alpha_i q_i, \quad (1.2)$$

$$1 - q_0 = \prod_{i=1}^p (1 - \beta_i q_i), \quad (1.3)$$

де α_i та β_i – вагові коефіцієнти.

Основною складністю цього методу є визначення вагових коефіцієнтів α_i або β_i . Є публікації [8-9], у яких описано використання критерію з

адитивною функцією при розрахунку наведених витрат. При розрахунках у ці витрати були включені капітальні вкладення, поточні витрати та збитки від перерв електропостачання.

Може бути використаний метод послідовних поступок [9-10]. В основі такого методу лежить постулат, що, як правило, приватні критерії нерівнозначні та їх можна ранжувати як значущість. Спочатку вибирається найважливіший критерій, а інші критерії, що залишилися, задаються у вигляді обмежень. І за таких умов для обраного критерію вирішується оптимізаційне завдання. Потім робиться поступка за знайденим оптимумом першого критерію та оптимізується другий критерій. І так далі ітераційно можна отримати розв'язання багатокритеріального завдання.

Але для вирішення завдання комплексного розвитку активних ізольованих систем електропостачання при використанні перерахованих вище методів оптимізації відсутнє ефективне узгодження. У зв'язку з цим проблема багатокритеріальної оптимізації структури та параметрів таких систем є актуальним завданням, яке потребує нових підходів до свого рішення.

Завдяки інтеграції генерації та інших факторів планування активної системи електропостачання істотно відрізняється від традиційної [10-14]. Важливою відмінністю є можливість автоматичної реконфігурації електричної мережі.

Реконфігурація є важливою функцією яка дозволяє змінювати перетікання потужності в розподільчих електричних мережах шляхом зміни стану комутаційних апаратів, при цьому не порушуючи робочих обмежень. Реконфігурацію доцільно використовуватиме зменшення втрат, балансування і навантаження і відновлення системи у разі аварійних ситуацій [15- 17].

Для таких цілей доцільно використовувати автоматичні комутуючі пристрої з дистанційним керуванням [17]. Визначення оптимальної кількості таких пристроїв та їхнє оптимальне розташування є важливим завданням при плануванні розвитку активної розподільної мережі.

Існує досить велика кількість робіт, присвячених плануванню оптимального розміщення комутувальних пристроїв для можливостей реконфігурації розподільчої мережі. Зокрема таких цілей застосовуються евристичний алгоритм комбінаторного пошуку [18], який використовується визначення оптимального рівня мережевої автоматизації.

Також використовується метод аналізу ієрархій [19, 20] визначення місць установки дистанційно керованих перемикачів в розподільчих електричних мережах. У роботі [20] також показано вплив різних правил розміщення комутуючих пристроїв у розподільчих мережах на різні показники надійності.

У роботі [21] пропонується автоматична процедура розрахунку, заснована на принципі оптимальності Беллмана для визначення оптимального числа та положення автоматичних комутаційних секційних пристроїв для радіальних електричних мереж.

Для визначення місць розміщення дистанційно керованих комутувальних пристроїв та установок розподіленої генерації у розподільчих мережах з метою підвищення надійності авторами роботи [24] використовується мурашиний алгоритм. У роботі [25] запропоновано підхід, заснований на розподілі електричної розподільної мережі на кілька зон.

У роботі [20] розглянуто ймовірнісний підхід до активної розподільної мережі з урахуванням управління попитом для звичайної неізольованої системи. Невизначеності, пов'язані із сонячною радіацією, навантаженням та майбутнім зростанням навантаження, моделюються функціями щільності ймовірності. На думку автора цієї роботи, цей метод одночасно зводить до мінімуму загальні експлуатаційні витрати та загальні втрати в лініях. Пропонуються активні схеми управління, включаючи узгоджене керування рівнем напруги та адаптивне керування коефіцієнтом потужності. Для генерування функцій щільності ймовірності застосовано метод моделювання Монте-Карло, а для вирішення задачі багатокритеріальної оптимізації застосовується метод вагових коефіцієнтів. Запропонований метод

використовується для оцінки впливу введення генерації на основі сонячних електростанцій на розподільчу мережу з погляду впливу технічних та економічних аспектів. Крім того, запропонований метод дозволяє оцінити технічні та економічні наслідки під час реконфігурації розподільчих мереж.

У роботі [22] розглянуто модель багатоступінчастого планування активної розподільної мережі, в якій є накопичувачі енергії. У запропонованій моделі розглядаються як капітальні вкладення, і експлуатаційні витрати. Також аналізується підвищення надійності електропостачання з допомогою використання накопичувачів. На кожному етапі планування умови роботи діляться на кілька типових денних сценаріїв та екстремальний сценарій (випадок пікового навантаження), що базуються на даних прогнозу. У запропонованій моделі оптимізуються довгострокові рішення щодо планування системи, у тому числі за рахунок додавання елементів та реконфігурації схем, впровадження накопичувачів електричної енергії.

Також у роботі [25] доведено, що використання системи накопичувачів енергії є ефективним способом підвищення продуктивності генераторів, та наводяться методи оптимізації таких активних розподільчих мереж. Запропоновано двоетапний метод для планування оптимального складу установок розподіленої генерації з урахуванням накопичувачів електричної енергії. На першому етапі визначають місця встановлення та початкову потужність установок розподіленої генерації, а на другому етапі визначаються оптимальні можливості встановлення таких генераторів для максимізації інвестиційних переваг, стабільності напруги в системі та мінімізації втрат у лініях. На другому етапі за допомогою мурашиного алгоритму визначаються оптимальні за Парето рішення. Потім визначаються місця та параметри накопичувачів електричної енергії.

Запропоновані підходи в повному обсязі задовольняють вимогам до планування розвитку ізольованих систем, особливо з урахуванням російської специфіки. Зокрема, це стосується деяких ізольованих районів з екстремальним кліматом та конкретними географічними умовами, де є

підвищені ризики та вимоги до СЕ, у тому числі з точки зору надійності електропостачання споживачів, істотно вищі. Тому необхідно враховувати характерні особливості та практичні потреби ізолюваних районів під час процесів планування СЕ. У зв'язку з цим необхідний комплексний підхід, який дозволить розвивати активність електричної мережі, у тому числі за допомогою реконфігурації, а також керування електроспоживанням. Також важливим моментом є застосування накопичувачів електричної енергії для активних ізолюваних систем електропостачання. Тому необхідно розробити детальні моделі, які більш застосовні до таких ізолюваних систем.

Основними типами накопичувачів електричної енергії є [26-29]:

- батареї, де як технологію зберігання використовується електрохімічна енергія;
- супер-маховики, у яких використовується енергія електромеханічної системи;
- надпровідні магнітні котушки (СПН) - зберігання енергії у вигляді магнітного поля;
- електричні конденсатори, зокрема суперконденсатори;
- гідроакумуючі станції;
- накопичувачі на основі стисненого повітря.

Найбільш поширеною через добрі технічні характеристики і можливості накопичення великих обсягів енергії є технологія з використанням батарей різних типів [4, 6, 7, 13]. Енергія зберігається у вигляді електрохімічної енергії в наборі з кількох осередків, з'єднаних послідовно, або паралельно, або за змішаною схемою, для досягнення необхідного рівня напруги та необхідної потужності. Вони можуть забезпечити велику потужність системи протягом короткого часу або видачу невеликої кількості енергії для більш тривалого інтервалу. Велику потужність можна досягти шляхом підключення більшої кількості модулів.

Супермаховик – це електромеханічна система, яка зберігає енергію у формі кінетичної енергії. Ця технологія дозволяє швидше накопичувати та

віддавати у мережу енергію, ніж технологія з використанням батарей [13].

Основними перевагами цієї технології є:

- висока надійність;
- тривалий термін експлуатації (15-20 років);
- висока ефективність (90-95%);
- велика кількість циклів "заряд-розряд" (від 10 000 до 100 000);
- щодо низька вартість;
- швидкий заряд та розряд.

1.5. Моделі та методи оцінки та забезпечення надійності систем електропостачання

Для оцінки надійності електропостачання споживачів ізольованих СЕ необхідно передусім розглянути показники надійності, які можна розділити на три основні групи [12, 14]:

- *можливість* події, зокрема, можливість відмови елемента системи;
- *інтенсивність* подій, зокрема кількість відмов елементів в одиницю часу;
- *середня тривалість* події (математичне очікування), зокрема, середня тривалість часу між відмовами елементів системи, середня тривалість відновлення після відмови.

Слід виділити такі основні підходи, які застосовуються для аналізу надійності систем електропостачання:

- застосування аналітичних методів;
- імітаційне моделювання.

Аналітичні методи дозволяють забезпечити більш короткий час обчислень, аніж за імітаційного моделювання. Обидва ці підходи дають практично однакові результати, але при імітаційному моделюванні енергосистеми є можливість змоделювати з великою деталізацією. У будь-якому випадку загальна процедура, що застосовується в тому та іншому підходах, приблизно однакова [14].

Зміна стану системи відбувається або дискретно, або безперервно у часі та просторі, і є можливість його аналітичного опису [15, 16]. З використанням цієї методики вважається, що в системі немає пам'яті, тобто перехід з одного стану в інший не залежатиме від того в якому стані знаходилася система до переходу.

Насправді можливе використання методу з урахуванням пуассоновського процесу. У цьому випадку передбачається, що потік подій, що відбуваються в часі, має певні властивості. Такими властивостями є [17]:

- ймовірність деякої кількості подій є пропорційною величиною довжини часового інтервалу;
- ймовірність двох і більше подій за інтервал часу прагнучиме нуля у разі, коли тривалість даного тимчасового інтервалу прагне нуля;
- події, що відбуваються на будь-яких тимчасових інтервалах, що перехрещуються, є незалежними між собою.

У роботі [18] представлений ефективний метод, який використовує топологію електричної мережі, в основі якого лежить застосування трьох типів даних: про структуру мережі, інформацію про елементи, інформацію про захист.

Існують аналітичні та моделюючі методи аналізу станів роботи елементів системи. При використанні аналітичного методу потрібно лише одноразово розрахувати стан елемента. Використання моделюючих методів дозволяє розрахувати кілька станів [15].

Завдання забезпечення надійності СЕ має включати комплекс технічних, економічних та організаційних заходів, які мають бути спрямовані на скорочення збитків від порушення нормального режиму енергосистеми. Зокрема, необхідно застосовувати наступні заходи [14-15]:

- здійснити вибір критеріїв надійності та їх кількісних характеристик;
- проводити випробування на надійність чинного обладнання, зробити прогнози оцінки;

- здійснити вибір оптимальної структури СЕ за критерієм надійності як проєктованих, так і реконструйованих;
- забезпечити необхідні технічні та експлуатаційні характеристики роботи обладнання;
- оптимізувати програми експлуатації системи електропостачання з точки зору забезпечення надійності (обґрунтування планово-попереджувальних ремонтів, норм запасних частин та методів ремонту обладнання).

Особливістю ізольованих систем є менша інерційність, тобто будь-яка зовнішня дія швидше відбивається на роботі ізольованої системи.

Найголовніша проблема ізольованих систем електропостачання – у разі виникнення дефіциту потужності чи аварії немає можливості отримати необхідну потужність ззовні. З тієї ж причини потрібен суворіший підхід до організації планово-попереджувальних ремонтів.

Таким чином, виникає гостра необхідність урахування вимог надійності у моделі комплексної оптимізації структури та параметрів активної ізольованої СЕ.

1.6 Причини для модернізації Зачепилівської УППН

Електроживлення Зачепилівської УКПГ та УППН здійснюється від комплектних трансформаторних підстанцій КТП-150 та КТП-151, розташованих на Зачепилівській УКПГ та УППН. КТП-150 містить трансформатор ТМ-100/10/0,4-63кВА, дозволена потужність 54 кВт, КТП-151 трансформатор ТМ-100/10/0,4- 100кВА, дозволена потужність 85 кВт. Живлення КТП-150 і КТП-151 забезпечується від підстанції ПС-110/35/10 "Нові Санжари" Новосанжарської філії ВАТ "Полтаваобленерго" по лінії ПЛ-10 кВ, фідер Ф-16 "Малий Кобелячок". Резервне живлення відсутнє. Альтернативою цьому є – дизельна електростанція з автоматичним вводом резерву.

Дизельна електростанція (рис. 1.7 а, 1.7 б) (дизель-генераторна установка, дизель-генератор) — нерухома або пересувна енергетична установка, обладнана одним або декількома електричними генераторами з приводом від дизельного двигуна внутрішнього згоряння.



а)



б)

Рисунок 1.7 – Дизельна електростанція

Варто враховувати, що терміни дизельна електростанція, дизель-електричний агрегат і дизель-генератор не є синонімами:

- дизель-генератор — установка, яка складається з конструктивно об'єднаних, дизельного двигуна і генератора.
- дизель-електричний агрегат натомість, має — дизель-генератор, а також допоміжні складові: раму, прилади контролю, паливний бак.
- дизельна електростанція — це нерухома або пересувна установка на основі дизель-електричного агрегату, яка додатково, має: прилади для розподілення електроенергії, пристрої автоматики, пульт керування.

Зазвичай, такі електростанції поєднують у собі генератор змінного струму та ДВЗ (двигун внутрішнього згорання), які встановлено на сталевій рамі, а також систему контролю та керування установкою. ДВЗ приводить до руху синхронний або асинхронний електричний генератор. Двигун та електричний генератор з'єднуються або напряму фланцем, або через демпферну муфту. У першому випадку, використовується двохопорний генератор, тобто генератор, який має два опорних підшипники, а у другому - з одним опорним підшипником (одно-опорний).

Такі установки розрізняють за: вихідною потужністю; видом струму (змінний 3-фазний, однофазний, постійний); вихідною напругою та частотою струму (наприклад 50, 60, 400 Гц). Також, дизельні електростанції поділяються за видом охолодження: повітряне або рідинне. Електростанції повітряного типу, можуть працювати безперервно не більше 10 годин, після цього їм треба охолоджуватися 1-2 години. Зазвичай, це невеликі електростанції малої потужності, їх ще називають портативними (переносними). Електростанції рідинного способу охолодження можуть працювати без зупинки цілодобово і порівняно з переносними, такі агрегати мають більші розміри і відповідно більшу потужність.

Дизельна електростанція складається:

- *Двигун.* Двигун є джерелом механічної енергії, щоби запуснути генератор і виробляти електрику. Здебільшого, дизельні двигуни є найбільш використовуваними через їх механічні, екологічні й економічні вигоди.
- *Блок керування двигуна.* Контролер двигуна є механічним пристроєм (відцентровий регулятор), призначеним для підтримки постійної частоти обертання двигуна задля вимог навантаження. Швидкість двигуна, безпосередньо пов'язано з вихідною частотою генератора змінного струму, отже будь-яка зміна швидкості його обертання, впливає на частоту вихідного струму.
- *Електрична система.* Власна електрична система двигуна, має 12 В або 24 В, постійної напруги (мінус на землі). Система містить: електричний стартер, акумуляторні батареї та датчики робочих й аварійних сигналів. Переважно, двигун має датчик тиску мастила, температури та електричне навантаження на генератор. У пересувних електростанціях невеликої потужності, для збудження електрорушійної сили у нерухомих обмотках статора, використовуються постійні (найчастіше неодимові) магніти, а у генераторах великої потужності, для живлення обмотки збудження на роторі (електромагнітів), використовується, так зване, пряме збудження від акумуляторних батарей, а після досягнення номінальних обертів, генератор переходить на самозбудження крізь напівпровідникові випрямлячі.
- *Система охолодження.* Охолодження двигуна, може здійснюватися за допомогою води, мастила або повітря. Система повітряного охолодження складається з потужного вентилятора холодного повітря, що проходить уздовж систем двигуна. Система охолодження вода/мастило містить радіатор, із вбудованим вентилятором, задля охолодження складових дизельного двигуна.

- *Генератор змінного струму.* Вихідна електрична енергія, виробляється за допомогою електромашинного генератора, з самозбудженням, та саморегулюванням струму, отже й, магнітного поля збудження.
- *Паливний бак.* Дизель-генератор має паливний бак ємністю, зазвичай, на не менше 8 годин роботи за повного навантаження.
- *Віброізоляція.* Генератор, здебільшого, оснащений пристосуваннями проти двигтіння, які призначено для зменшення вібрації від двигуна-генератора. Ці амортизатори, зазвичай, розташовуються між базовим двигуном, генератором, приладовою панеллю та рамою.
- *Глушник і вихлопна система.* На двигуні встановлено глушник та вихлопну трубу для зниження рівня шуму й відведення продуктів згоряння.
- *Система керування.* Може передбачати ручне або автоматичне керування дизель-електростанцією. Система ручного керування, зазвичай містить ключі керування задля попереднього створення тиску мастила та увімкнення стартера і має прилади, котрі надають докладні дані про систему, яку встановлено на генераторі. Автоматична система керування, може підтримувати дизель-генератор у робочому стані та забезпечити його автоматичний запуск та зупинку у разі надзвичайних подій (знеструмлення).
- *Вихідний автоматичний вимикач.* Для захисту генератора, переважно, використовують автоматичний вимикач.

Такі електростанції та установки, застосовуються як основні, резервні або аварійні джерела електроенергії, для споживачів одно- або трифазного змінного струму, для енергозабезпечення вахтових селищ, виробництва, установок зв'язку, польових аеродромів та аеропортів, польових шпиталів, дачних будинків, для електроживлення тепловозів, підводних човнів та іншої техніки, а також як силова установка кар'єрних самоскидів, армійських транспортних засобів, автомобілів з гібридними дизель-електричними двигунами тощо.

Автоматичний ввід резерву, автомат ввімкнення резерву, АВР(рис. 1.8) — пристрій, призначений для автоматичного перемикання споживача на резервне джерело електропостачання у разі відключення основного.



Рисунок 1.8 – Автоматичний ввід резерву, автомат ввімкнення резерву

Процес автоматичного ввімкнення резерву називається «робота АВР». Відповідно до Правил улаштування електроустановок, пристрої АВР мають передбачатися для відновлення живлення споживачів шляхом автоматичного приєднання резервного джерела живлення із вимкнення робочого джерела живлення, що призводить до знеструмлення електроустановок споживача.

Має не менше двох входів живлення: один основний (від якого постійно працює навантаження) та один чи більше — резервні. АВР спрямований на підвищення надійності системи електропостачання.

АВР повинен виконувати переключення на резервний ввід за мінімально можливий час після відключення робочого джерела енергії.

Пристрій АВР має забезпечувати можливість його дії в разі зникнення напруги на шинах живленого елемента, викликаного будь-якою причиною, у тому числі КЗ на цих шинах.

В залежності від виробника, можлива реалізація різних схем дугового захисту АВР для зменшення пошкодження від короткого замикання. Можливі реалізація функції затримки перемикачання АВР і функції налаштування порогів перемикачання на резерв. Наприклад, при запуску потужних двигунів на стороні споживача, схема АВР повинна ігнорувати просідання напруги.

Реалізацію схем АВР здійснюють на різній компонентній базі, зокрема розповсюджені такі конструкції АВР: на контакторах, на рубильниках з мотор-приводом, на автоматичних вимикачах, на автоматичних перемикачах перекидного типу з соленоїдним приводом, що включають в себе механічну комутаційну частину, мікропроцесорний блок управління, а також панель індикації і управління.

Характеристики АВР. Згідно ДСТУ ІЕС 60947-6-1: 2007 [3], основними характеристиками АВР/ПКО є

- Клас та метод керування перемикального обладнання;
- Кількість полюсів;
- Вид струму;
- Робоча послідовність;
- Номінальні та граничні значення робочої напруги / струму / частоти;
- Номінальні вмикальна та вимикальна здатності;
- Характеристики короткого замикання (КЗ);
- Номінальна вмикальна здатність за короткого замикання (I_{cm});
- Номінальна вимикальна здатність за короткого замикання (I_{cn});
- Номінальна сила умовного струму короткого замикання;
- Номінальна сила короткочасно витриманого струму;

Пристрої АВР/АПКО розділені на три класи РС, СВ, СС в залежності від здатності витримувати коротке замикання. Конструктивне виконання АВР має передбачати механізм блокування, щоб запобігти можливості одночасного підключення до нормального і альтернативного джерел електроживлення за всіх умов. АВР повинні пройти визначені стандартом випробування, бути

сертифікованими і мати відповідне маркування виробника нанесене на пристрій, що включає в себе назву або торгову марку виробника, позначення або серійний номер обладнання, клас обладнання, номер стандарту якому відповідає обладнання, номінальну робочу напругу та частоту, значення робочого струму при номінальній напрузі та частоті, категорію застосування.

Так навіщо встановлювати дизельну електростанцію з автоматом ввімкнення резерву:

- АВР для генератора забезпечує безперервний процес роботи електрообладнання Зачепилівської УКПГ і УППН. Так, ручний запуск теж має місце бути, але автоматика в рази спрощує контроль запусків і зупинок. Блок автоматичного введення резерву виключає участь людини в запуску резервного живлення. Це зручніше, швидше і безпечніше. Він забезпечує селективність ланцюга за низького енергоспоживання, оскільки він потрібен тільки в момент перемикання з основного живлення на резервне.
- Автоматичний взвод резерву живлення незамінний за нестабільної мережі або за її відсутності. При цьому підключення відбувається миттєво або з мінімальною затримкою часу. Автозапуск бензинових і дизельних генераторів запобігає роботі контрольованих систем в аварійному режимі.

РОЗДІЛ 2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1. Методологія ієрархічного підходу до обґрунтування розвитку активних ізольованих систем електропостачання

Завдання оптимізації розвитку генеруючих потужностей та мережевої структури є об'ємним, тому для її вирішення доцільно застосувати принцип декомпозиції. При обґрунтуванні розвитку необхідно враховувати топологію розподільчої мережі та заходи щодо забезпечення її активності з урахуванням зовнішніх умов розвитку, таких як:

- прогноз перспективного споживання електричної енергії;
- обмеження щодо використання палива (обсягів та цін);
- застосування поновлюваних джерел енергії;
- терміни спорудження генеруючих потужностей та ліній;
- фінансові можливості.

При формуванні концепції розвитку СЕ необхідно в моделі враховувати надійність електропостачання та якість електричної енергії, так як це найбільш важливі (як уже зазначалося раніше) критерії функціонування електроенергетичних систем.

Традиційно тимчасовий розрахунковий період під час розгляду розвитку великої електроенергетичної системи становить 10-15-20 років [21]. При розгляді ізольованих систем електропостачання доцільно обмежуватися тимчасовим періодом 10 років. Цей підхід обумовлений низкою причин. Насамперед, складно спрогнозувати енергоспоживання в ізольованих системах на більш тривалий термін, так як у них зазвичай переважають споживачі із досить коротким горизонтом планування навантаження. Дані споживачі переважно залежить від ринкової та політичної ситуації. Багато споживачів у таких системах є сировинними видобувними підприємствами, що також накладає додаткові обмеження щодо термінів їхнього функціонування. Наприклад, з точки зору вичерпності запасів родовищ, зміни цін на сировину, зміни політичної ситуації. Також останніми роками намітилася тенденція

будівництва мобільних модульних видобувних та переробних підприємств, які у разі зміни ринкової кон'юнктури можуть досить швидко збільшувати або зменшувати потужність. З іншого боку, термін окупності таких споживачів і відповідно систем електропостачання, як правило, становить менше 10 років. Відповідно, у цей період забезпечується повернення інвестицій та отримання прибутку.

У зв'язку з можливою великою мінливістю споживання електроенергії за роками, модель повинна дозволяти розглядати розвиток ізольованої системи електропостачання в динаміці та вносити корективи протягом терміну служби системи. Тобто. повинна бути можливість враховувати потужності, що додатково вводяться (виводяться) за роками. Таким чином, вимогою до моделі є можливість представляти розрахунковий період за роками.

При формуванні моделі доцільно капітальні вкладення будівництво нових генераторів і мережевий інфраструктури відносити до року введення нового об'єкта. У разі введення нових інфраструктурних об'єктів протягом року така модель має дозволяти враховувати як капітальні витрати на спорудження даних об'єктів у поточному році, так і витрати на експлуатацію цього ж року.

При записі комплексного критерію оптимізації структури генеруючих потужностей та ліній цільову функцію умовно можна розглядати як суму капітальних витрат на спорудження (демонтаж) генераторів та суму експлуатаційних витрат (постійних та змінних). Необхідність враховувати вартість демонтажу об'єктів пов'язана з тим, що при довгостроковому плануванні розвитку електроенергетичних систем може виникнути необхідність повного виведення їх з експлуатації (закінчення нормативного терміну експлуатації, зміни навантаження та ін.), або їх заміни на інші (зміна навантаження, поява більш досконалих низькими експлуатаційними витратами, зміна структури палива та ін.).

Критерій оптимізації капітальних витрат та експлуатаційних витрат на генеруючі потужності включає і накопичувачі електричної енергії. В даному випадку, накопичувачі електричної енергії доцільно розглядати як генератори,

тому що тут йдеться про капітальні витрати та експлуатаційні витрати. Принцип роботи накопичувача (заряд-розряд) не впливає на ці витрати, і відповідно, на критерій оптимізації.

При формалізації запису обмежень для критерію необхідно враховувати обмеження, що накладаються на оптимізаційну функцію як у нормальному режимі роботи, так і в аварійних.

Як загальний підхід вирішення проблеми пропонується використання ідеології декомпозиції Бендерса [24], незважаючи на те, що є інші методи [23, 24]. Вибір даного методу зумовлений його найбільшою популярністю при вирішенні подібних завдань, а також тим, що він дозволяє спільно вирішувати задачі оптимізації складу генеруючих потужностей та мережевої структури.

Метод декомпозиції Бендерса одна із часто використовуваних методів для завдань комбінаторної оптимізації і може бути використаний на вирішення складних завдань [24].

Метод Бендерса було запропоновано на вирішення масштабних завдань змішаного частково-цілочисельного лінійного програмування. В основі лежить декомпозиція вихідної задачі на дві підзадачі меншої розмірності [24]. В одній з таких підзадач представлені цілочисельні змінні (підзавдання з цілими змінними), а в іншій підзадачі використовуються безперервні змінні (підзавдання з лінійними змінними). За рахунок додавання нових обмежень (відсічень) відбувається звуження області цілісної підзадачі. У свою чергу, підзавдання лінійних змінних використовується для створення нових обмежень, а також для перевірки рішення підзадачі цілих змінних, з точки зору оптимальності [24].

Як правило, майстер-завдання (майстер-проблема) є цілою задачею, а підзавдання є завданнями лінійного програмування. При вирішенні кожної підзадачі, використовується безліч подвійних змінних, які отримані та використовуються для створення відсічень Бендерса для майстер-завдання. Під відсіченнями у разі слід мати на увазі додаткові обмеження (нерівності).

2.2 Математична формалізація задачі

Завдання оптимізації розвитку активної ізольованої СЕ включає оптимізацію генеруючих потужностей та оптимізацію мережі. Для наочності слід записати окремо критерії оптимізації для генеруючих потужностей та мережевої структури. Як основу прийнято основні принципи підходу, запропонованого [26].

Для генеруючих потужностей критерій оптимізації записується так:

$$Z_G = \min \sum_{TG} \left[\sum_{g=1}^T \sum_{l=1}^{CG} [CI_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)})] + \sum_{g=1}^T \sum_{i=1}^{EG} KG_{ig} + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \sum_{i=1}^{EG} DT_{ibg} \cdot OC_{ibg} \cdot PG_{ibg} + \sum_{g=1}^T \sum_{k=1}^{UG} DG_{kg} (X_{k(g-1)} - X_{kg}) \right] \quad (2.1)$$

де i – номер існуючого генератора;

l – номер генератора, що передбачається до установки;

k – номер генератора, що передбачається до демонтажу;

b – номер періоду функціонування у річному графіку;

TG - тип генератора, наприклад, сонячні елементи, вітроенергетична установка тощо;

g - номер року планування;

B - Число періодів функціонування в річному графіку;

CG – кількість передбачуваних до встановлення (будівництва) генераторів;

T – горизонт планування у роках;

EG – кількість існуючих генераторів;

CI_{lg} - капітальні витрати на спорудження генератора l на рік g ;

DT_{ibg} – тривалість періоду функціонування b генератора i на рік g ;

OC_{ibg} – експлуатаційні витрати при роботі генератора i протягом періоду функціонування b на рік g ;

X_{lg} – бінарна складова, пов'язана з генератором l , передбачуваному до встановлення на рік g ; стан 1: вибраний, 0: не вибраний ($X_{l(g-1)} \leq X_{lg}$);

X_{kg} – бінарна складова, пов'язана з генератором k , що передбачається до демонтажу на рік g ; стан 1: обраний, 0: не обраний ($X_{k(g-1)} \leq X_{kg}$);

PG_{ibg} – потужність підключених генераторів i у період функціонування b на рік g ;

DG_{kg} - витрати на демонтаж генератора;

KG_{ig} - постійні витрати, пов'язані з експлуатацією генератора;

UG – кількість генераторів, що передбачаються до демонтажу.

Для врахування особливостей кожного типу генераторів та систематизації аналізу доцільніше записати критерій оптимізації окремо для кожного можливого типу, а потім підсумувати загальний результат. Ця обставина викликана тим, що навіть однотипні (з точки зору способу генерації електричної енергії) можуть суттєво відрізнятися за потужністю, технологіями генерації та іншими характеристиками.

Перша складова критерію оптимізації (2.1) включає капітальні витрати на спорудження генератора l на рік g .

Друга складова KG_{ig} включає постійні експлуатаційні витрати. До цієї складової входять витрати на обслуговуючий персонал і не залежать від умов та часу функціонування агрегату. Таким чином, ця складова є постійною величиною.

Третя складова формули (2.1) включає витрати на паливну складову. Множником DT_{ibg} враховується тривалість функціонування (число годин використання встановленої потужності) на рік кожного генератора. Слід зазначити, що ці витрати залежать від умов і часу функціонування генератора. Наприклад, вони дорівнюють нулю у разі його перебування в неробочому стані.

Четвертий складник критерію (2.1) дозволяє враховувати вартість демонтажу генераторів. Оскільки розглянута ізольована СЕ є технічною системою, що розвивається, і в повній мірі залежить від макро- і мікро-економічної ситуації в країні та світі, рівня розвитку техніки і технологій, то

може виникнути потреба в демонтажі частини генераторів. Дана потреба в демонтажі виникає в тому випадку, коли, наприклад, виникає необхідність заміни агрегату на більш потужний і економічний, старіння генератора, або у разі його виведення з роботи у зв'язку зі зміною структури навантаження споживачів (зміна технології, зміна економічної ситуації тощо).

Для мережевої структури критерій оптимізації виглядатиме так:

$$Z_L = \min \left[\sum_{g=1}^T \sum_{n=1}^{CL} [CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)})] + \sum_{g=1}^T \sum_{j=1}^{EL} KN_{jg} + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \sum_{j=1}^{EL} NT_{jbg} \cdot NC_{jbg} \cdot PL_{jbg} \right] \quad (2.2)$$

де n – номер лінії, що планується;

J – номер існуючої лінії;

g - номер року планування;

CL – кількість запланованих ліній;

T – горизонт планування у роках;

EL – кількість існуючих ліній;

CN_{ng} - капітальні витрати на заплановану лінію n на рік g ;

NT_{jbg} – тривалість періоду функціонування b на рік g лінії j ;

NC_{jbg} – експлуатаційні витрати лінії j протягом періоду функціонування b на рік g ;

X_{ng} – бінарна складова, пов'язана з запланованою лінією n на рік g ; стан

1: вибрано, 0: не вибрано;

PL_{jbg} - передана потужність по лінії j протягом періоду функціонування b на рік g ;

KN_{jg} - постійні витрати, пов'язані з експлуатацією лінії j .

Перша складова у формулі (2.2) визначає витрати на будівництво нових ліній для мережевої структури.

Друга складова аналогічна використаній у виразі (2.1) для генеруючих потужностей.

Третя складова у цій формулі враховує експлуатаційні витрати (зокрема витрати лінії).

Підсумкова цільова функція оптимізації розвитку ізольованої системи електропостачання включає витрати на розвиток генеруючих агрегатів та витрати на розвиток електричної мережі:

$$Z = Z_G + Z_L \quad (2.3)$$

Таким чином, на основі (2.3) та з використанням складових, що описуються за допомогою виразів (2.1) та (2.2) підсумкова цільова функція буде виглядати наступним чином:

$$\begin{aligned} Z = \min & \left[\sum_{TG}^T \left[\sum_{g=1}^T \sum_{l=1}^{CG} [CI_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)})] + \right. \right. \\ & \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \sum_{i=1}^{EG} DT_{ibg} \cdot OC_{ibg} \cdot PG_{ibg} + \sum_{g=1}^T \sum_{i=1}^{EG} KG_{ig} + \\ & \left. + \sum_{g=1}^T \sum_{k=1}^{UG} DG_{kg} (X_{k(g-1)} - X_{kg}) \right] + \sum_{g=1}^T \sum_{n=1}^{CL} [CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)})] + \\ & \left. + \sum_{g=1}^T \sum_{j=1}^{EL} KN_{jg} + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \sum_{j=1}^{EL} NT_{jbg} \cdot NC_{jbg} \cdot PL_{jbg} \right] \end{aligned} \quad (2.4)$$

Обмеження цієї цільової функції умовно можна розбити кілька груп:

1. Обмеження (2.5) - (2.15) представляють наявність капіталу інвестиційних фондів на рік, проектну потужність ресурсів за рік, максимальну кількість одиниць генераторів і ліній, які будуть додані в рік планування та прогнозованого початку термінів будівництва, відповідно [26].

Для наочності окремо записані обмеження, пов'язані з генеруючими потужностями (2.5) - (2.11) та мережевою структурою (2.12) - (2.15) для кожного року t .

Генеруючі потужності:

$$\sum_{l=1}^{CG} CIG_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)}) \leq CZ_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.5)$$

$$\sum_{l=1}^{CG} CIG_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)}) \leq UCG_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.6)$$

$$\sum_{l=1}^{CG} (X_{lg} - X_{l(g-1)}) \leq UGN_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.7)$$

$$\sum_{k=1}^{UG} DG_{kg} (X_{k(g-1)} - X_{kg}) \leq CD_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.8)$$

$$\sum_{k=1}^{UG} CIG_{kg} \cdot (X_{kg} - X_{k(g-1)}) \leq UDG_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.9)$$

$$\sum_{k=1}^{CG} (X_{kg} - X_{k(g-1)}) \leq UDN_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.10)$$

$$X_{lg} = 0, \text{ если } g < CT_l, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (l = 1, 2, \dots, CG), \quad (2.11)$$

де CIG_{lt} - встановлена потужність генератора l , передбачуваного до встановлення в рік g ;

CZ_t - капітальні витрати на спорудження генераторів на рік g ;

UCG_t - сумарна максимальна потужність генераторів, що додається на рік g ;

CT_l - необхідний час для встановлення та запуску генератора l в роботу в рік g ;

UGN_g - верхня межа кількості генераторів, що вводяться в рік g ;

CIG_{kg} - встановлена потужність генератора k , передбачуваного до демонтажу на рік g ;

CD_g - капітальні витрати на демонтаж генераторів на рік g ;

UDG_g - сумарна максимальна потужність генераторів, що демонтуються в рік g ;

UDN_g - верхня межа кількості генераторів, що виводяться з роботи, на рік g

Для генераторів, що виводяться з роботи (демонттованих), обмеження, аналогічне (2.11), вводити не має сенсу, оскільки час демонтажу генераторів не впливає на розвиток системи. Це тим, що у разі виведення з експлуатації генератора враховується час його зупинки (припинення експлуатації), а тривалість демонтажу у разі немає значення.

Мережева структура:

$$\sum_{n=1}^{CL} CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)}) \leq CX_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.12)$$

$$\sum_{n=1}^{CL} LC_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)}) \leq UCL_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.13)$$

$$\sum_{n=1}^{CL} (X_{ng} - X_{n(g-1)}) \leq ULN_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.14)$$

$$X_{ng} = 0, \text{ если } g < CT_j, \quad (g = 1, 2, \dots, T), (n = 1, 2, \dots, CL), \quad (2.15)$$

де LC_{ng} – пропускна здатність запланованої лінії n ;

CX_g - капітальні витрати на спорудження ліній на рік t ;

UCL_g - Сумарна максимальна пропускна здатність ліній, що додається в рік g ;

CT_n - необхідний час для будівництва та запуску лінії n в роботу в рік g ;

;

ULN_g - верхній ліміт кількості введених ліній на рік g .

2. Загальна встановлена потужність передбачуваних до встановлення генераторів та існуючих генераторів повинна відповідати сумі прогнозованої потужності попиту пікового навантаження та резервів. Математичний вираз для цього обмеження можна записати, базуючись на роботі [26]:

$$\sum_{i=1}^{EG} CIG_{ig} + \sum_{l=1}^{CG} CAP_{lg} \cdot X_{lg} + \sum_{k=1}^{UG} CIG_{kg} \cdot X_{kg} \geq PD_{bg} + PR_{bg}, \quad (2.16)$$

$$(g = 1, 2, \dots, T),$$

де CIG_{ig} – встановлена потужність існуючого генератора i ,

PD_{bg} – прогнозоване навантаження системи протягом періоду функціонування b на рік g ;

PR_{bg} – прогнозована потужність резерву системи протягом періоду функціонування b на рік g .

3. Системні обмеження Для існуючих ліній

$$f_{cd} - \frac{(\theta_c - \theta_d)}{Z_{cd}} = 0, \quad (2.17)$$

де f_{cd} – перетік між вузлами c і d ;

θ_c, θ_d – кути напруги у вузлах c і d відповідно; Z_{cd} – повний опір лінії між вузлами c і d .

Для передбачуваних ліній [26]:

$$\left| f_{cd} - \frac{(\theta_c - \theta_d)}{Z_{cd}} \right| \leq M_n (1 - X_{nt}) \quad n \in c, d, \quad (2.18)$$

де M – велике позитивне число.

Встановлена потужність існуючих генераторів у році g

$$PG_{ig, \min} \leq PG_{ig} \leq PG_{ig, \max}, \quad (2.19)$$

де $PG_{ig, \min}$ – нижня межа потужності генератора i у році g ;

$PG_{ig, \max}$ – верхня межа потужності генератора i у році g .

Вироблення електроенергії існуючими генераторами на рік g

$$\sum_{b=1}^B PG_{big, \min} \cdot DT_{bt} \leq \sum_{b=1}^B PG_{big} \cdot DT_{bg} \leq \sum_{b=1}^B PG_{big, \max} \cdot DT_{bg}, \quad (2.20)$$

Верхня та нижня межі потужності кожного окремого генератора у будь-який момент часу (залежно від типу)

$$PG_{i \min} \leq PG_i \leq PG_{i \max}, \quad (2.21)$$

$$PG_{l \min} \leq PG_l \leq PG_{l \max}. \quad (2.22)$$

Вироблення електроенергії можливими (потенційними) генераторами рік

g

$$\sum_{b=1}^B PG_{blg,\min} \cdot DT_{bg} \cdot X_{lg} \leq \sum_{b=1}^B PG_{blg} \cdot DT_{bg} \leq \sum_{b=1}^B PG_{blg,\max} \cdot X_{lg} \cdot DT_{bg}, \quad (2.23)$$

$(g = 1, 2, \dots, T), (l = 1, 2, \dots, CG).$

Обмеження, пов'язані з пропускнуою спроможністю ліній активної потужності

$$\begin{aligned} -PL_{j,\max} &\leq f_{cd} \leq PL_{j,\max}, \\ -PL_{n,\max} &\leq f_{cd} \leq PL_{n,\max}. \end{aligned} \quad (2.24)$$

де f_{cd} - перетікання по лінії від крапки c до точки d ;

c, d - індекси шин; j - індекс існуючої лінії; n - індекс планованої лінії.

Також це обмеження (2.23) дозволяє уніфікувати цільову функцію для генераторів та накопичувачів електричної енергії, оскільки дозволяє не брати до уваги напрямок потоку потужності в лінії (описує можливість двонаправлених потоків потужності).

Обмеження щодо пропускнуої спроможності кандидата в лінії

$$\begin{aligned} |f_{cd}| &\leq PL_{n,\max} \cdot X_{ng}, \\ (n \in c, d), \end{aligned} \quad (2.25)$$

4. Обмеження пов'язані з вимогами щодо надійності [26]:

$$\begin{aligned} DT_{bg} \sum_{h=1}^{ND} r_{h,bg} &\leq E_{bg} \\ (g = 1, 2, \dots, T) \end{aligned} \quad (2.26)$$

де h - номер точки підключення навантаження;

ND - кількість точок підключення навантаження;

r_h - недовідпустка електроенергії в точці h ;

E_{bg} - допустимий рівень недовідпустки електроенергії в період функціонування b на рік g ;

DT_{bg} - тривалість періоду функціонування b на рік g .

5. Обмеження за сумарним балансом

$$\sum_{i=1}^{EG} PG_{ig} - PN_g - PL_g = 0, \quad (2.27)$$

$$PG_{ig} = PG'_{ig} \pm PG''_{ig}, \quad (2.28)$$

де PG_{ig}' - потужність безпосередньо генераторів (без урахування накопичувачів електричної енергії);

PG_{ig}'' - потужність накопичувачів електричної енергії;

PN_g - потужність навантаження на рік g ; PL_g - втрати на рік g .

6. Обмеження щодо балансу у вузлі EL_c

$$PG'_{ic} \pm PG''_{ic} \pm \sum_{j=1}^{EL_c} f_{jc} - PN_c - PL_c = 0 \quad (2.29)$$

де PG_{ic}' - потужність генераторів, підключених до вузла c ;

PG_{ic}'' - потужність накопичувачів електричної енергії, підключених до вузла c ;

f_{jc} - потік лініями, що відходять від вузла c ;

PN_c - сумарна потужність навантаження, підключеного до вузла c ;

EL_c - номер ліній, підключених до вузла c ;

PL_c - втрати у вузлі c .

7. Обмеження на місце розташування інфраструктури

Обмеження на місця розміщення передбачуваних генераторів слід "прив'язати" до вузлів розподільчої мережі [26].

$$D_c = PG_{ic} - PN_c, \quad (2.30)$$

де D_c - дефіцит потужності у вузлі c .

Можливим вирішенням цієї проблеми є підключення до цього вузла відповідної додаткової потужності:

$$\sum_{lc=1}^{CG_c} CIG_{lc} \geq D_c, \quad (2.31)$$

де lc - індекс додаткових генераторів, що підключаються до вузла c ;

CIG_{ic} – потужність додаткових генераторів, що підключаються до вузла c ;

CG_c – номер додаткових генераторів, що підключаються до вузла c .

Механізм визначення дефіциту потужності у вузлах представлений у розділі 5 цієї роботи.

Таким чином, підключення додаткових генераторів до вузла з дефіцитом потужності дозволить знизити перетікання потужності між вузлами мережі.

Загальне рівняння балансу при підключенні додаткових генераторів та ліній виглядатиме так:

$$\sum_{i=1}^{CG_c} CIG_{ic} + \sum_{i=1}^{EG_c} (PG'_{ic} \pm PG''_{ic}) \pm \left(\sum_{j=1}^{EL_c} f_{jc} + \sum_{n=1}^{CL_c} f_{nc} \right) - PN_c - PL_c = 0, \quad (2.32)$$

де CL_c – номер планованої лінії, що підключається до вузла c ;

CG_c - номер генератора, що передбачається до підключення до вузла c ;

EG_c - номер генератора, підключеного до вузла c ;

CIG_{ic} – встановлена потужність i - того генератора, що підключається до вузла c .

Слід мати на увазі, що до кожного вузла може бути підключена кінцева кількість генераторів.

$$i \leq i_{max}, \quad (2.33)$$

де i_{max} – максимально можлива кількість підключених до вузла генераторів.

Аналогічно обмеження на кількість генераторів, що підключаються, до кожного вузла є і обмеження на кількість підключених ліній.

$$j \leq j_{max}, \quad (2.34)$$

де j_{max} – максимально можлива кількість підключених до вузла генераторів.

8. Обмеження, пов'язані з типом генераторів.

При плануванні генеруючих потужностей виникає питання вибору типу установок, що генерують. Тому необхідно враховувати обмеження, що є для кожного типу, які обумовлені його технічними особливостями.

$$PG_i \leq PG_{TG,i}, \quad (2.35)$$

де $PG_{TG,i}$ - потужність кожного генератора, залежно від типу

Оптимізація виконується для визначення місць розміщення та обсягів засобів управління, що забезпечують активність ізольованої системи електропостачання під час виконання вимог надійності, якості та ефективності.

Однією з ключових проблем є висока розмірність загальної задачі оптимізації розвитку активної ізольованої системи електропостачання, що створює суттєві труднощі і за формалізації проблеми, і за її вирішенні. Тому у зв'язку зі складністю математичного апарату, що використовується в методі декомпозиції Бендерса при вирішенні підзавдань обґрунтовано необхідність використання послідовного наближення до оптимальних значень, що й передбачає дана методика.

РОЗДІЛ 3. РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Вихідні дані для проектування

Дійсним розділом проекту передбачається:

- встановлення проєктованих ДГУ 0,4 кВ (2 шт);
- встановлення проєктованих шаф АВР (2 шт) в електрощитовій УППН,
- приєднання проєктованого ДГУ до існуючого пристрою захисного заземлення;
- встановлення проєктованих ДГУ-0,4 кВ на існуючі фундаменти (залізобетонні плити);
- заземлення проєктованого обладнання; -прокладання КЛ-0,4 кВ та контрольних кабелів по території Замовника між РУ-0,4 кВ електрощитової УППН та ДГУ;
- улаштування АВР в РУ-0,4 кВ існуючого приміщення електрощитової УППН для забезпечення безперебійного живлення споживачів електричної енергії 0,4 кВ, автоматичне переключення між: основним вводом № 1 та ДГУ1 та основним вводом № 2 та ДГУ2.

При виконанні робочого проекту використовувалися: довідкові дані з технічних характеристик електротехнічного обладнання та кабельної продукції, які використовуються при реконструкції мереж.

Робочий проєкт розроблений відповідно до вимог наступних нормативних документів:

- Загальні - ДБН В.1.2-2:2006 «Навантаження і впливи. Норми проєктування»;
- ДБН А.2.2-3-2014 «Склад та зміст проєктної документації на будівництво»;
- ДСТУ Б А.2.4-4:2009 «Основні вимоги до проєктної та робочої документації»;

- постанова КМУ №466 від 13 квітня 2011 р. «Деякі питання виконання підготовчих і будівельних робіт» в редакції від 18.03.2020 р.;
- ДБН А.3.2-2-2009 ССБП. «Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення»;
- Пожежна безпека - НАПБ А.01.001-2014 Правила пожежної безпеки в Україні (наказ МВС України від 30.12.2014 р. №1417);
- ДБН В.1.1-7-2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги»;
- Пожежна безпека - НАПБ А.01.001-2014 «Правила пожежної безпеки в Україні»;
- ДБН В.1.1-7-2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги»;
- Електробезпека - ДСТУ Б А.3.2-13:2011 «Будівництво. Електробезпечність. Загальні вимоги»; - СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів»;
- Правила улаштування електроустановок;
- НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок»;
- Охорона навколишнього середовища - ДБН А.2.2-1-2003 «Проектування. Склад і зміст матеріалів оцінки впливу на навколишнє середовище (ОВНС) при проектування і будівництві підприємств, будинків і споруд»;
- Електромагнітне випромінювання - ДСН 239-96 «Державні санітарні норми і правила захисту населення від впливу електромагнітних випромінювань».

В дійсному робочому проекті надано основні рішення з реконструкції системи електропостачання та забезпечення безперервної роботи обладнання ДКС.

3.2. Коротка характеристика об'єкту проектування

Дійсний робочий проект розроблений для виконання вимог технічного завдання на проектування для забезпечення безперервної роботи обладнання УППН Зачепилівка за адресою: Україна, Полтавська область, Новосанжарський р-он, Зачепилівський УКПНГ за першою особливою категорією надійності електропостачання. Точка приєднання: секції шин 0,4 кВ електрощитової ДКС. Напруга в точці приєднання 0,4 кВ. Об'єктом проектування є елементи електричних мереж, які є складовими частинами розподільчих мереж загального призначення 0,4-110 кВ. Даним проектом передбачається виконання робіт: 1.1 Дійсним розділом проекту передбачається:

- встановлення проєктованих ДГУ 0,4 кВ (2 шт);
- встановлення проєктованих шаф АВР (2 шт) в електрощитовій УППН;
- приєднання проєктованого ДГУ до існуючого пристрою захисного заземлення;
- встановлення проєктованих ДГУ-0,4 кВ на існуючі фундаменти (залізобетонні плити);
- заземлення проєктованого обладнання;
- прокладання КЛ-0,4 кВ та контрольних кабелів по території Замовника між РУ-0,4 кВ електрощитової УППН та ДГУ;
- улаштування АВР в РУ-0,4 кВ існуючого приміщення електрощитової УППН для забезпечення безперебійного живлення споживачів електричної енергії 0,4 кВ, автоматичне переключення між: основним вводом № 1 та ДГУ1 та основним вводом № 2 та ДГУ2. ДГУ постачаються Замовником. Реконструкція системи електропостачання згідно розрахунку відносяться до класу наслідків СС1.

Для здійснення будівництва робоче креслення «План встановлення ДГУ, та прокладання КЛ», що входить до комплекту робочих креслень, є одночасно

будівельним генеральним планом. У якості підоснови для генерального плану використовується топогеодезична зйомка.

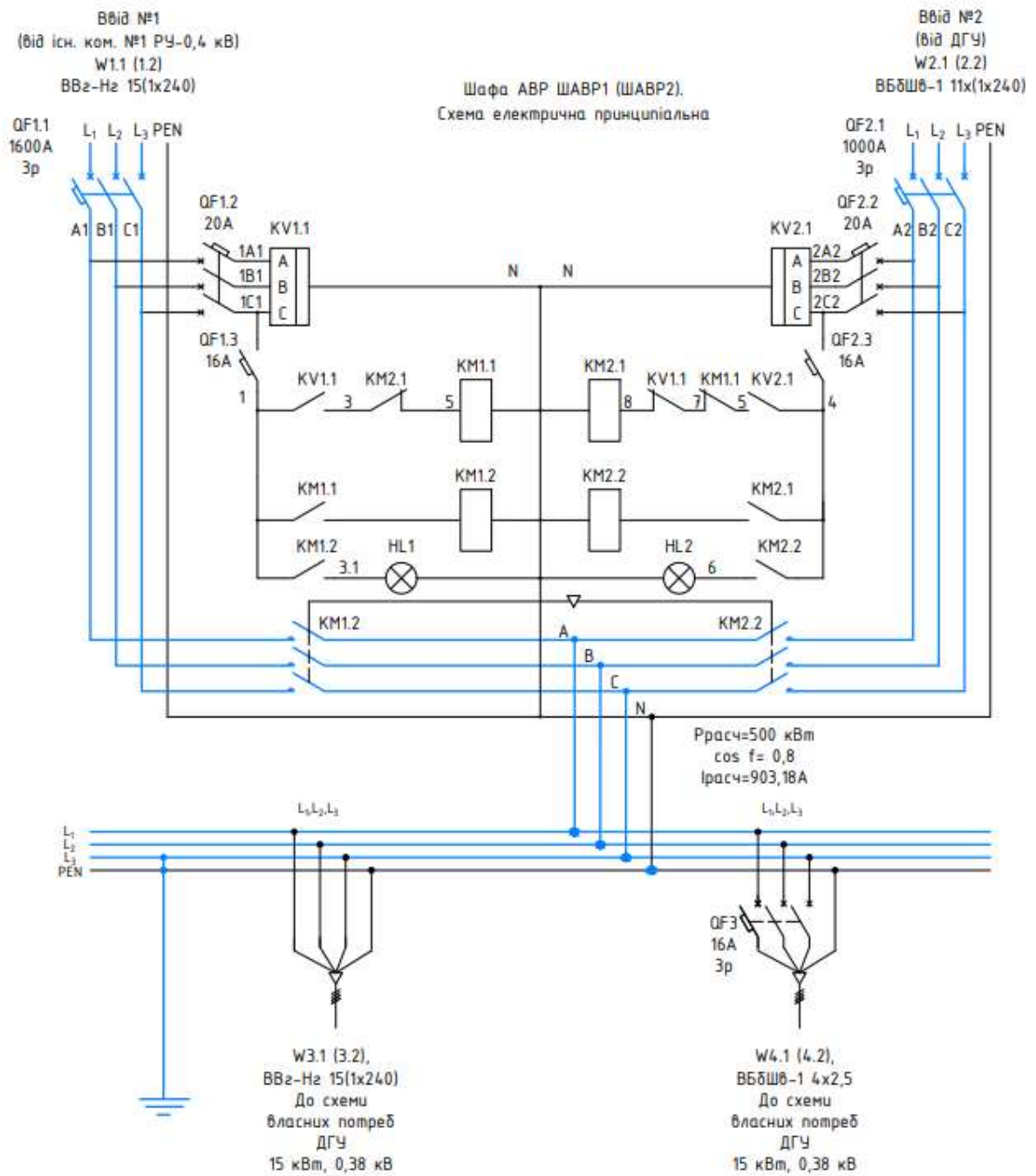


Рисунок 3.1 – Шафа АВР. Схема електрична принципова

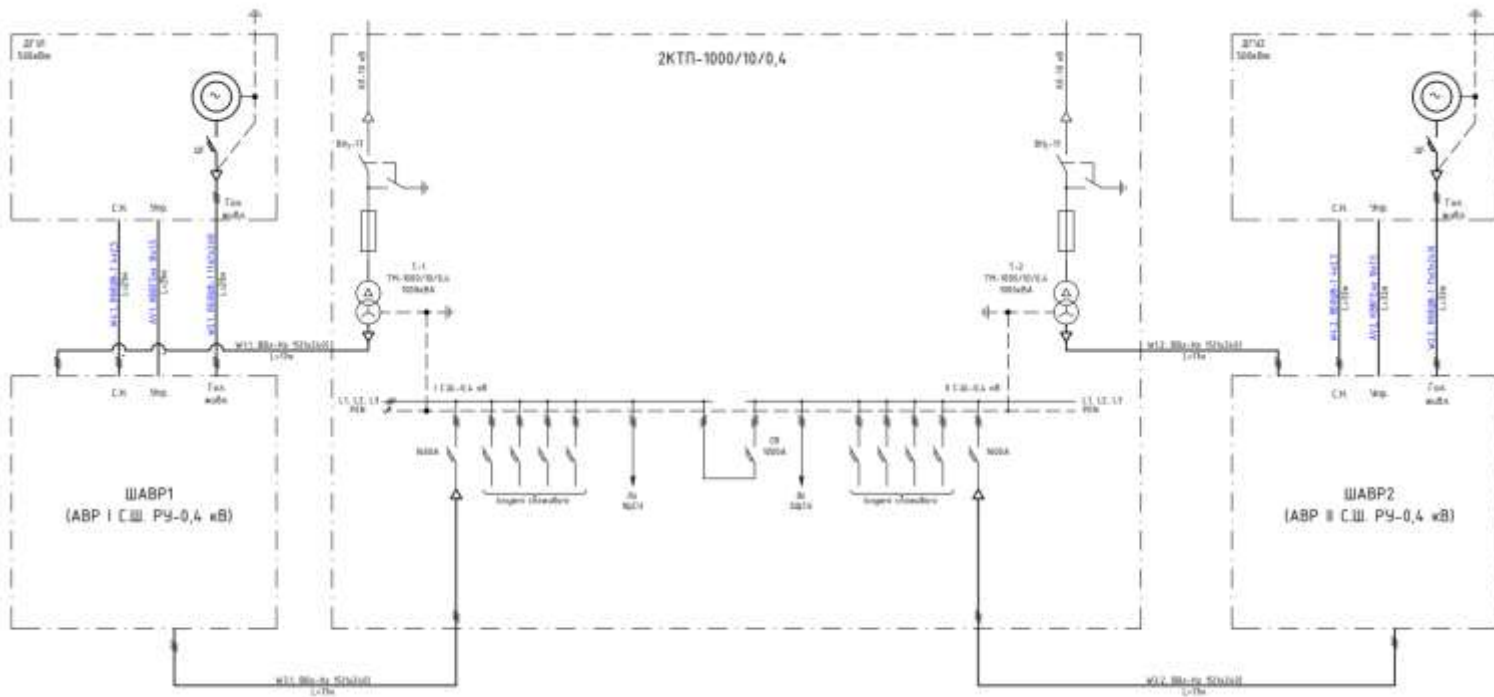


Рисунок 3.2 – Однолінійна схема проектуемого резервного живлення.

Зовнішнє електропостачання

Для захисту РУ-0,4 кВ використовується автоматичний вимикач NS1000N на 1000 А. $903,18 < 1000$.

Заземлення генератора виконується від існуючого пристрою захисного заземлення. Опір пристрою захисного заземлення не повинен перевищувати значення 4 Ом.

Для підключення проектованого ДГУ до РУ-0,4 кВ використовується кабель ВБШВ-1 11х(1х240), який прокладається в три нитки на фазу.

3.3 Обґрунтування необхідності визначення параметрів накопичувачів електричної енергії

Як зазначалося, у структурі ізольованих систем електропостачання пропонується активно використовувати джерела генерації. І тут необхідно розробити способи забезпечення безперебійного електропостачання споживачів за умов нестаціонарності роботи генераторів. Вирішення цієї проблеми можна реалізувати декількома способами:

- за рахунок застосування накопичувачів електричної енергії, що встановлюються в ізольовану СЕ;
- за рахунок використання додаткових традиційних джерел генерації;
- за допомогою застосування методики управління попитом, тобто за рахунок деформування графіків навантажень;
- комбінацією вищезгаданих способів.

Найбільш цікавими та перспективними є перший та третій способи, і, природно, їх комбінація.

Визначення оптимальних параметрів накопичувачів електричної енергії для ізольованих СЕ проводиться насамперед із технічних та економічних міркувань. Загальне завдання зазвичай вирішується як двоетапне: виходячи, перш за все, з технічних споруд, вибирається потужність і ємність накопичувача, а потім, з урахуванням економічної оцінки, вибирається його тип. Така постановка завдання є комплексною, незважаючи на деякі спрощення. При виборі потужності та ємності накопичувачів все одно доводиться враховувати економічну складову, а при виборі типу – і технічну.

Основною метою є визначення двох параметрів: потужності та ємності накопичувачів електричної енергії. Вибір типу накопичувачів електричної енергії здійснюється після визначення цих параметрів, відповідно до сфери їх застосування, економічних, географічних, технічних та інших параметрів.

Очевидно, що при функціонуванні ізольованих СЕС із використанням генераторів, постійно виникають незбалансовані ситуації. Застосування

накопичувачів якраз і необхідне зниження ймовірності виникнення даних ситуацій. У роботі при розрахунках за позитивні значення небалансів прийнято ситуації, у яких генерація перевищує попит, бо як негативні - коли попит перевищує генерацію.

Основні параметри накопичувачів електричної енергії можна розрахувати, використовуючи такі співвідношення.

Потужність накопичувачів електричної енергії:

$$P_{\text{накоп}} = \max|\Delta P|, \quad (3.1)$$

де ΔP – різниця між сумарною потужністю генеруючих джерел в ізолюваній системі та потужністю споживачів для даного режиму.

Ємність накопичувачів визначається за таким виразом:

$$E_{\text{накоп}} = \frac{\max(\int [\Delta P] dt)}{\eta_{\text{накоп}}}, \quad (3.2)$$

де $\eta_{\text{накоп}}$ – ККД накопичувачів електричної енергії.

Під час дослідження було розглянуто як приклад тестова ізолювана СЕ. Для розрахунків використовувалася програма, розроблені в середовищі MatLab. Як керовані генеруючі джерела в ній використовуються дизель-генератори.

У цьому дослідженні застосовано метод цілеспрямованої імітації. У цьому випадку використовується перебір різних варіантів, зокрема, з різною часткою генерації. Це дозволяє дати відповідь на питання, що відбуватиметься за різних параметрів у кожному окремому випадку. Ця методика дозволяє знайти оптимальний варіант рішення.

У всіх сценаріях враховувалася наявність накопичувачів електричної енергії, встановлена потужність яких визначається як різниця між сумарною встановленою потужністю, що генерується при використанні відновлюваних джерел енергії, та мінімальною потужністю навантаження:

$$P_{\text{накоп}} = (P_{\text{вг}} + P_{\text{фз}}) - \min(P_{\text{нагр}}), \quad (3.3)$$

де $P_{\text{вг}}$ – потужність, що генерується вітроенергетичними установками;

$P_{\text{фе}}$ – потужність, що генерується сонячними електростанціями;

$P_{\text{нагр}}$ - потужність навантаження.

У моделі, що розглядається, прийнято, що сумарна потужність, що виробляється генераторами, повинна бути свідомо більше саме величини мінімальної потужності навантаження. Дана обставина дозволяє накопичувати надмірну енергію (понад ту, яка пішла на покриття поточного навантаження), оскільки одним із припущень при моделюванні є те, що згенерована електроенергія, має пріоритет при заповненні графіка навантаження. Традиційні генератори на викопному паливі (у разі дизельні) використовуються лише тоді, коли сумарна потужність джерел поновлюваної енергії та накопичувачів недостатня покриття поточного навантаження.

При визначенні вартості електричної енергії (з урахуванням експлуатаційних витрат, включаючи паливну складову), що виробляється дизельними генераторами, використовувалася наступна квадратична функція

$$C(P) = a \cdot P^2 + b \cdot P + c \quad , \quad (3.4)$$

Використання методики, запропонованої в даній роботі, забезпечить підвищення ефективності роботи ізольованих систем з розподіленою генерацією, дасть можливість комплексно оптимально керувати режимами будь-якої ізольованої системи електропостачання.

РОЗДІЛ 4. ВИБІР ВАРІАНТІВ СТРУКТУРИ АКТИВНОЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ІЗОЛОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Розділ присвячений вибору варіантів раціональної структури активної розподільної електричної мережі ізольованої системи електропостачання. Розглядається алгоритм формування оптимального варіанта вихідної схеми електричної мережі, реалізований комбінаторним способом. Формування зіставних варіантів схеми з урахуванням оптимального варіанта (базова схема) здійснюється експертно за критерієм мінімуму витрат за спорудження електричної мережі. Далі вирішується завдання реконструкції базової схеми електричної розподільчої мережі з метою надання їй властивості активності шляхом введення додаткових нормально розімкнених ліній з комутаційними апаратами, що дистанційно керуються (ними можуть бути реклоузери). При цьому використовується поняття операційних зон, які є сукупністю елементів схеми, об'єднаних за функціональною ознакою, що визначається логікою роботи дистанційно керованих комутаційних апаратів. Це необхідно з метою забезпечення надійності електропостачання максимально можливого числа споживачів за допомогою реконфігурації схеми мережі за мінімальної кількості додаткових ліній і дистанційно керованих комутаційних апаратів для випадків відмов конкретних елементів мережі.

4.1 Вибір варіантів схем розподільної електричної мережі враховуючи їх реконструкцію за критерієм мінімуму витрат на її спорудження

Формування схеми ізольованої СЕ визначається взаєморозташуванням елементів системи електропостачання, їх взаємозв'язком, а також їх з'єднанням у формі певної структури. Тому необхідно розглянути завдання вибору оптимальної схеми активної розподільної електричної мережі ізольованої системи електропостачання.

Як правило, відомо, де розташовані (або будуватимуться) основні джерела енергії, місця розташування споживачів (і, відповідно, навантажень), а також відстані.

При плануванні вибір раціональної схеми мережі є складним комбінаторним завданням. Метою такого завдання є пошук оптимального рішення, при якому система передачі та розподілу електричної енергії повністю задовольняє потреби споживачів [16].

В даному випадку при вирішенні задачі оптимізації розподільчої електричної мережі доцільно використання комбінаторного методу за критерієм мінімуму витрат. Незважаючи на те, що для цього потрібен досить великий час, такий перебір є найбільш універсальним методом рішення.

Методи, що використовуються для комбінаторної оптимізації умовно поділяються на наближені та точні. Зокрема, до точних методів відносяться: метод повного перебору, метод неявного перебору, метод гілок та кордонів, метод динамічного програмування та ін [27]. У роботі використано спосіб повного перебору.

У першому етапі необхідно визначити початкову конфігурацію СЕ. Вона визначається, передусім, технологією виробництва та географічним розташуванням споживачів (навантажень), що у випадку однозначно визначає топологічні властивості мережі. На рис. 4.1 представлено базову схему розподільчої мережі ізольованої СЕ, яка була обрана комбінаторним алгоритмом за критерієм мінімуму витрат на її спорудження. Для аналізованої в рамках єдиного прикладу ізольованої СЕ характерно досить щільне розміщення споживачів і наявність коротких ліній між вузлами розподільної електричної мережі, що розглядається.

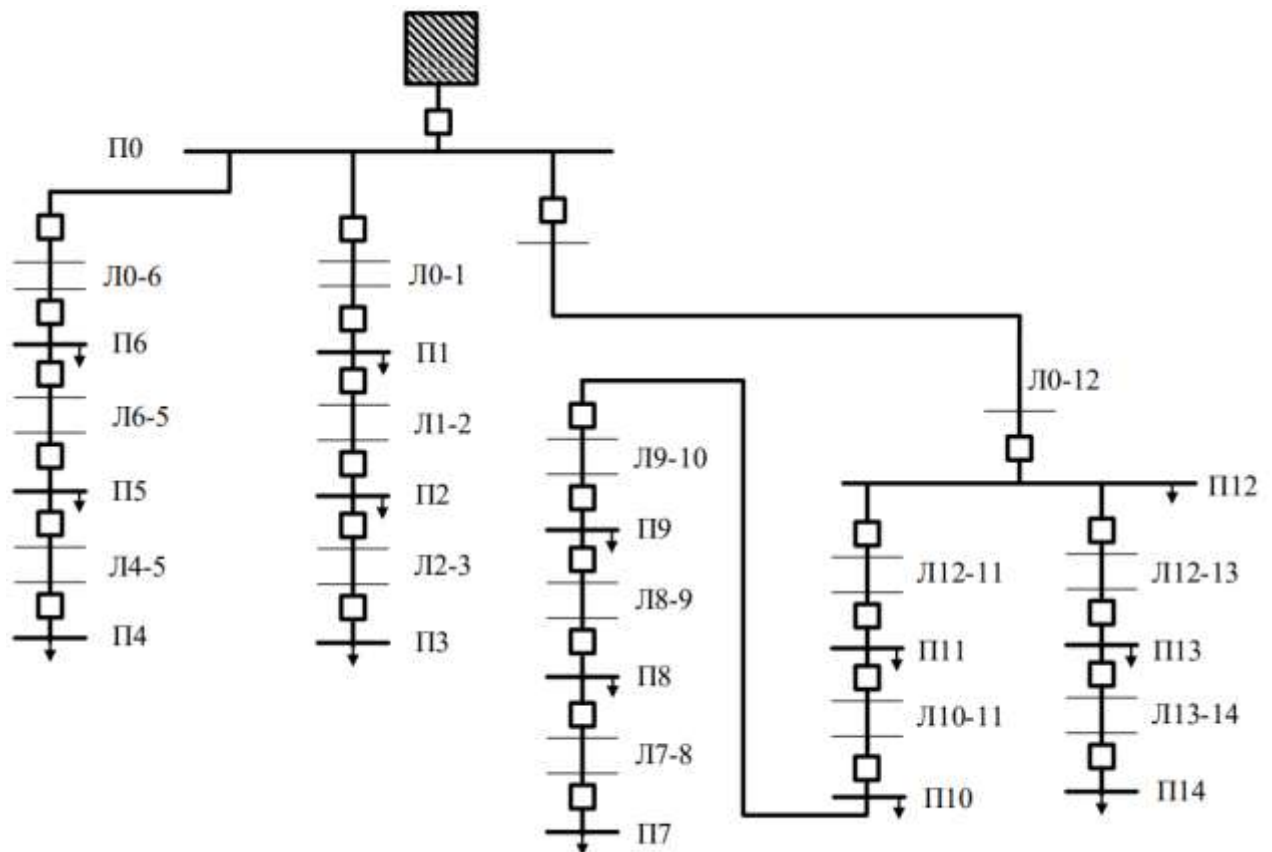


Рисунок 4.1 – Базова схема розподільчої електричної мережі

Далі необхідно визначити кількість та місця розміщення додаткових з'єднувальних ліній з дистанційно керованими комутаційними апаратами для надання розподільчої електричної мережі якості активності.

З метою забезпечення можливостей реконфігурації сформованої електричної мережі надання їй властивості активності використовується поняття операційних зон. Вони є сукупністю елементів схеми, об'єднаних за топологічною ознакою. Зонування дозволяє проводити відновлення роботи мережі при аварійних ситуаціях шляхом виключення пошкоджених ділянок схем. Таким чином, реалізуються можливості забезпечення надійності електропостачання максимального числа споживачів за допомогою реконфігурації схеми мережі при мінімальній кількості додаткових ліній і керованих комутаційних апаратів при відмовах конкретних елементів мережі. Слід зазначити, що лінії з дистанційно керованими комутаційними апаратами у нормальному режимі знаходяться у відключеному стані, тому мережа у

нормальному стані функціонує як радіальна. Ці лінії грають роль автоматичного включення резерву у разі аварійної ситуації за радіальної схеми, тобто, за відсутності можливості отримання від основного джерела. Завдання вибору операційних зон можна вирішити з допомогою комбінаторного методу, але у разі використовується експертний метод. Як приклад використовується один із варіантів реконструйованої розподільної електричної мережі.

Таким чином, для цієї зони змінюється напрям живлення вузлів навантаження та відбувається реконфігурація структури електричної мережі. Але за такої реконфігурації активної розподільної мережі операційна зона 1 перебуватиме у значній відстані від джерела живлення (рис.4.1). І тут відбувається зниження величини напруги на шинах підстанції П1 до неприпустимого рівня [19]. За рахунок дії захисту мінімальної напруги відключається частина навантаження, яке підключено до цих шин. Проте зберігається електропостачання споживачів, які мають підключення до шин підстанцій П1, П2 і П3.

Можливий інший сценарій. У разі короткого замикання на лінії Л1-2 вона відключається захистом. Відбувається автоматичне введення резервної лінії Л3-4, що забезпечує електропостачання споживачів, які підключені до шин підстанцій П2 та П3. Аналогічно у разі короткого замикання на лінії Л2-3 та її відключення захистом, відбувається автоматичне включення резервної лінії Л3-4, що дозволяє забезпечити електропостачання підключених до підстанції П3 споживачів. У разі короткого замикання на шинах підстанції П3 включення резервної лінії Л3-4 не відбудеться, але в той же час електропостачання споживачів, підключених до шин П1 і П2 може бути забезпечено за рахунок джерела живлення при відключенні лінії Л2-3.

В операційній зоні 2 реконфігурація системи відбуватиметься аналогічно. У разі відмови елементів, які розташовані в цій зоні, автоматично вмикається резервна лінія Л3-8. І тут зберігається електропостачання споживачів, підключених до шин цієї зони, залежно від цього, який елемент вийшов ладу. Під час аварії на шинах підстанції П8 лінія Л3-8 не вводиться в роботу,

електропостачання інших споживачів може здійснюватись від джерела живлення при відключенні лінії Л8-9.

У разі відмови елемента, що знаходиться в *операційній зоні 3*, реконфігурація розподільної мережі не провадиться. Це пов'язано з тим, що зона має структуру, провести реконфігурацію якої неможливо.

В *операційній зоні 4* при виході з ладу лінії Л0-6 реконфігурація проводиться за аналогічним сценарієм, як і для операційних зон 1 і 2. У цьому випадку за такої аварійної ситуації автоматично вводиться в дію резервна лінія Л4-11.

В *операційній зоні реконфігурація 5* відбувається аналогічно попереднім шляхом автоматичного включення резервної лінії Л6-7.

За підсумками розгляду функціонування операційних зон необхідно відзначити, що скоординовані операції дистанційно керованих комутаційних апаратів щодо включення та відключення ліній забезпечують активність розподільчої електричної мережі. Дані скоординовані операції здійснюються з допомогою функціональних можливостей дистанційно керованих комутаційних апаратів [20].

4.2. Формування надлишкового набору схем для подальшого більш обґрунтованого вибору раціональної схеми з урахуванням вимог надійності

На наступному етапі експертно формуються кілька близьких мінімумів витрат варіантів розподільчої електричної мережі. Це здійснюється для подальшого їх детального аналізу з точки зору надійності та вибору заходів щодо забезпечення надійності. У разі можуть бути незначні відхилення від результатів розрахунків за критерієм мінімуму витрат за спорудження розподільчої електричної мережі.

Набір схем формується з метою не пропустити оптимального варіанта схеми при подальшому аналізі надійності.

При виборі зіставних варіантів реконструйованої схеми активної розподільної мережі може бути використаний метод повного перебору. У цій роботі це завдання вирішено за допомогою експертного аналізу. Розглянуто різні варіанти схем, в яких використовується різна кількість перемичок, і відповідно витрати на спорудження таких розподільчих мереж будуть різними.

В результаті було виявлено чотири основні варіанти схем розподільної мережі, які мають мінімальну кількість додаткових з'єднувальних ліній. Вибір цих варіантів схем здійснено з критерію мінімуму капітальних витрат.

На рисунках 4.2 - 4.5 представлені ці чотири варіанти схем активної розподільної мережі ізольованої СЕ, які розглядаються як тестовий приклад.

Варіант 1 (рис. 4.2) В даному варіанті при нормальному режимі роботи розподільної електричної мережі резервні лінії ЛЗ-4, ЛЗ-8, Л6-7, Л4-11 знаходяться у відключеному стані. Підключення цих ліній відбувається тільки у разі виходу з ладу будь-якого елемента схеми, розташованого в одній з операційних зон розподільної електричної мережі. Таким чином, є можливість провести реконфігурацію розподільчої електричної мережі таким чином, щоб пункти відбору потужності (підстанції), що забезпечують електропостачання споживачів, залишалися в робочому стані.

Варіант 2 (рис. 4.3). Для цього варіанта лінії ЛЗ-4, ЛЗ-8, Л6-7, Л4-11 в нормальному режимі відключені і включаються при відмовах елементів. Тим самим відбувається реконфігурація мережі таким чином, щоб неушкоджені пункти відбору потужності залишалися у працездатному стані.

Варіант 3 (рис. 4.4) відрізняється від першого варіанта тим, що у нормальному режимі роботи електропостачання пунктів відбору потужності реалізовано за іншою схемою. Також у цьому варіанті реконструйованої електричної розподільної мережі істотно видозмінена схема електропостачання. Живлення пункту відбору потужності П6 здійснюється у нормальному режимі за допомогою лінії Л0-6. Крім того, у цій схемі є ще ряд відмінностей. У цьому варіанті схеми активної розподільної електричної мережі в нормальному режимі відключені лінії Л4-5 ЛЗ-8 Л6-7 Л4-11.

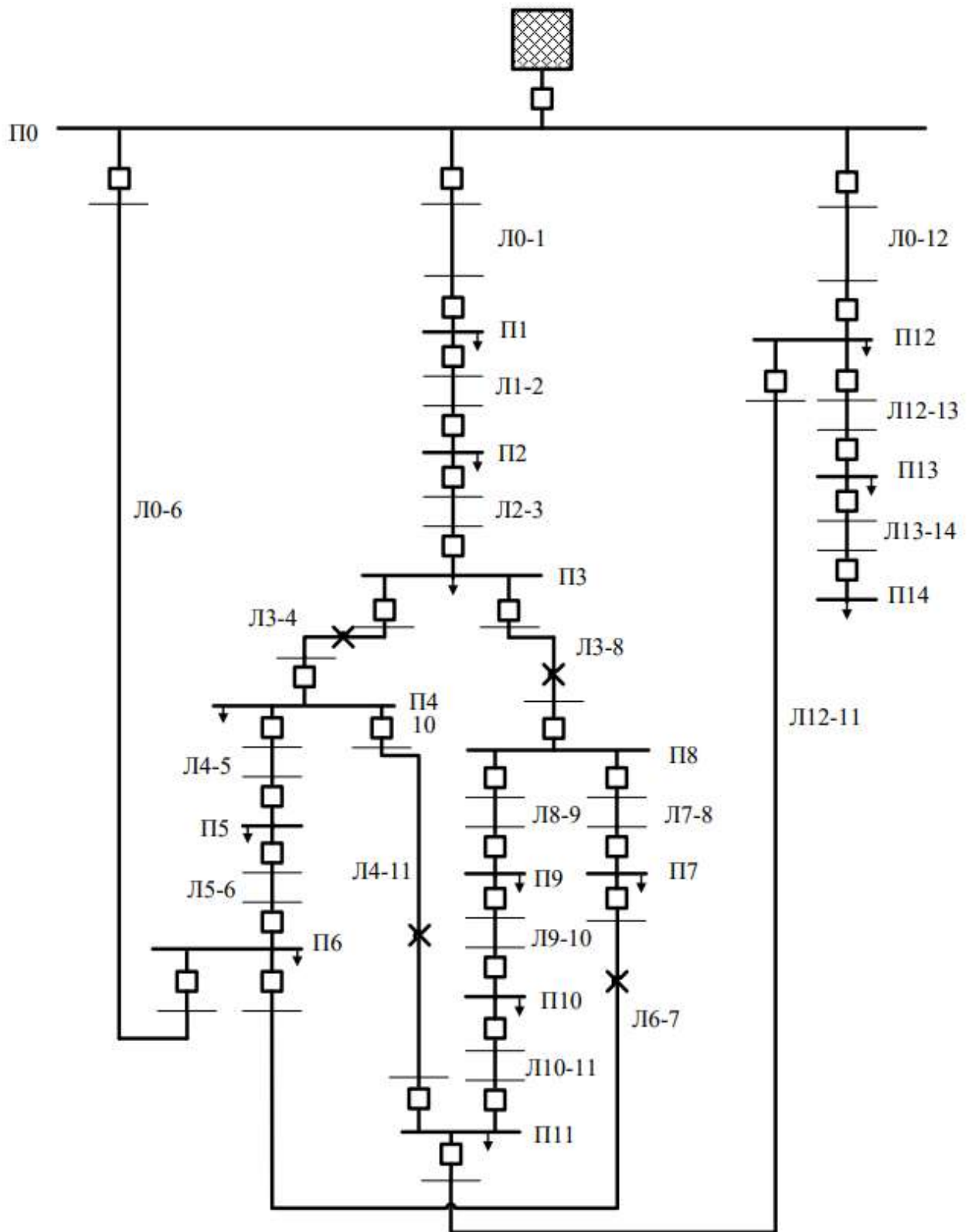


Рисунок 4.2 – Перший варіант схеми активної розподільної мережі ізольованої СЕ

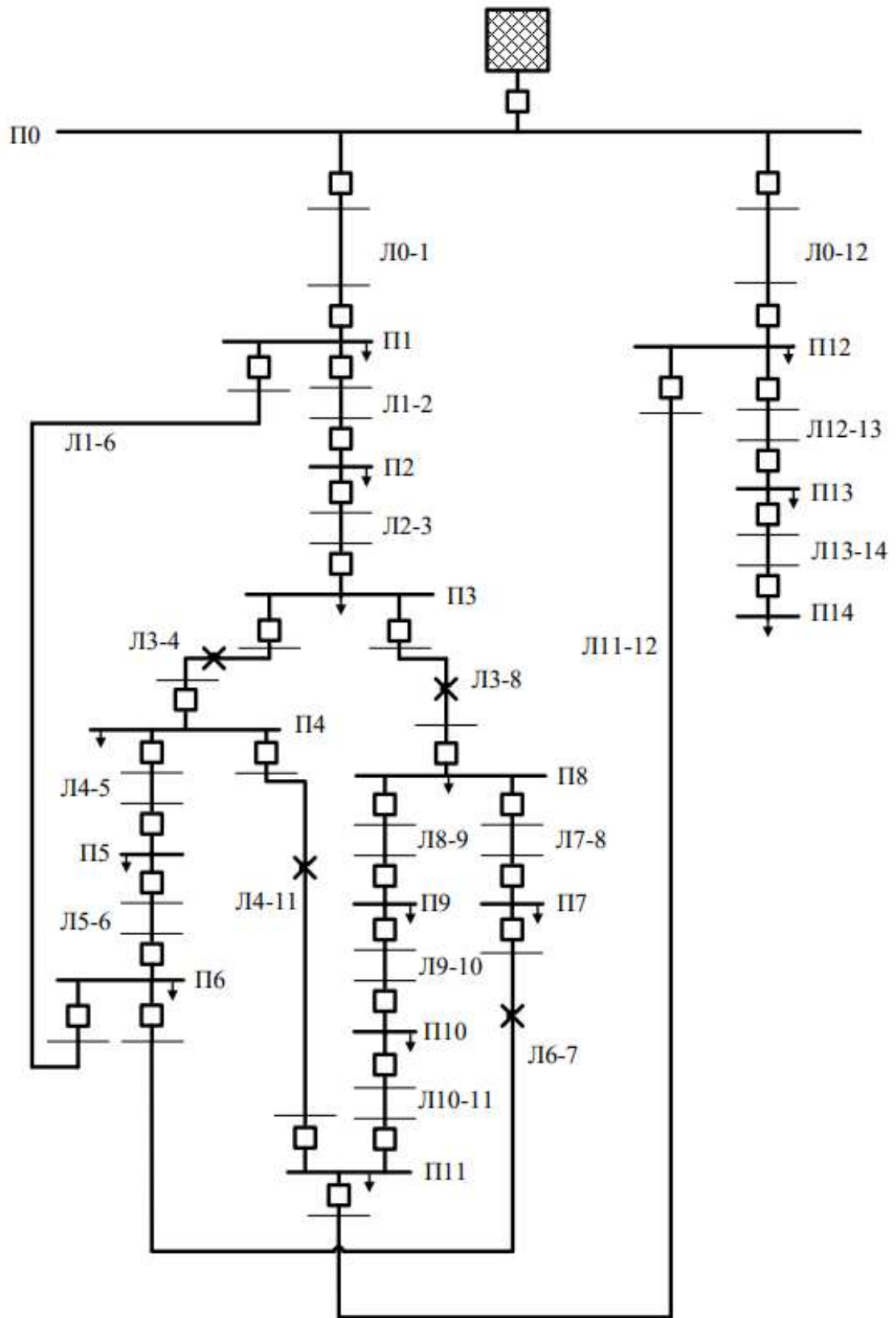


Рисунок 4.3 – Другий варіант схеми активної розподільної мережі ізольованої СЕ

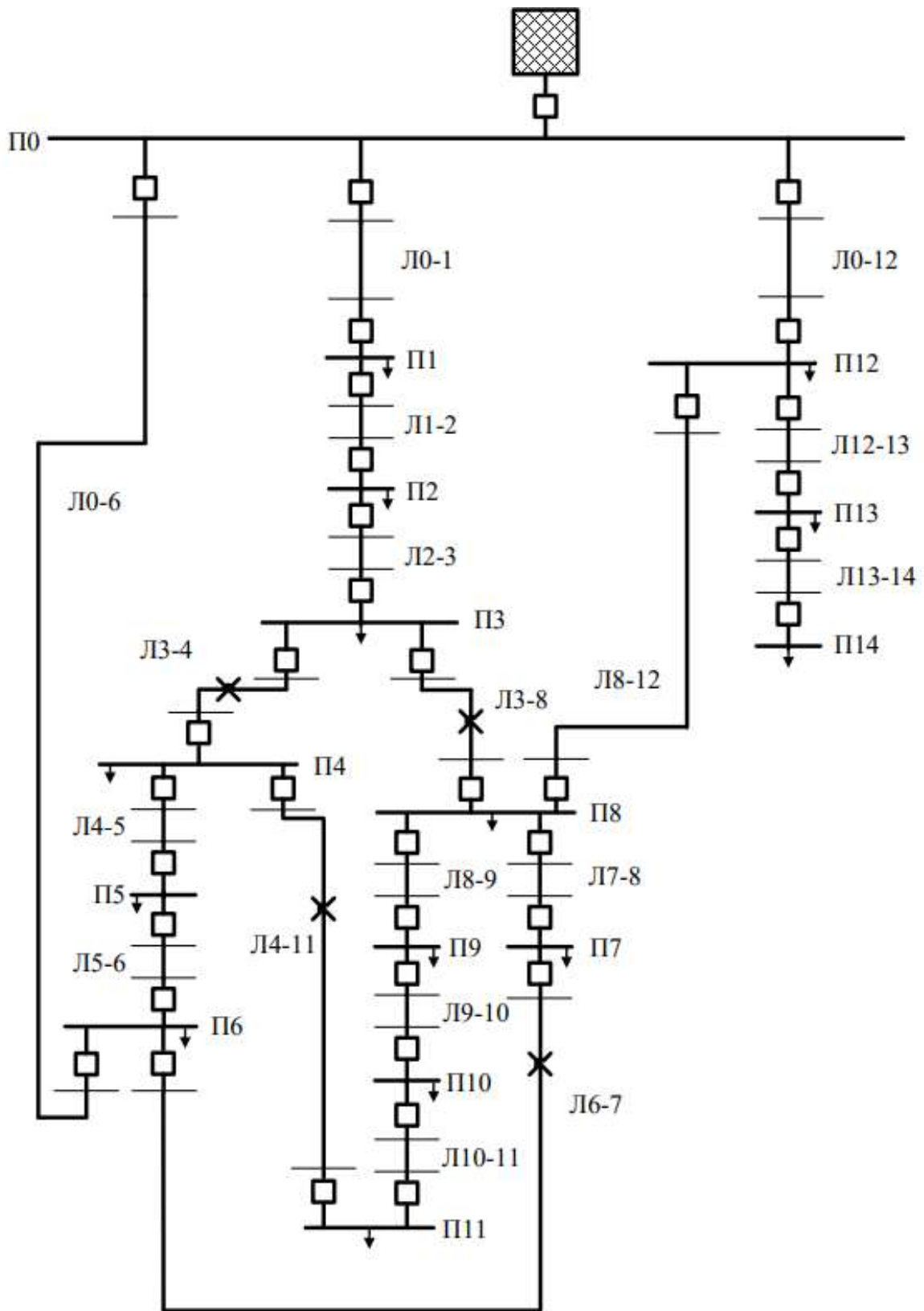


Рисунок 4.4 – Третій варіант схеми активної розподільної мережі ізольованої СЕ

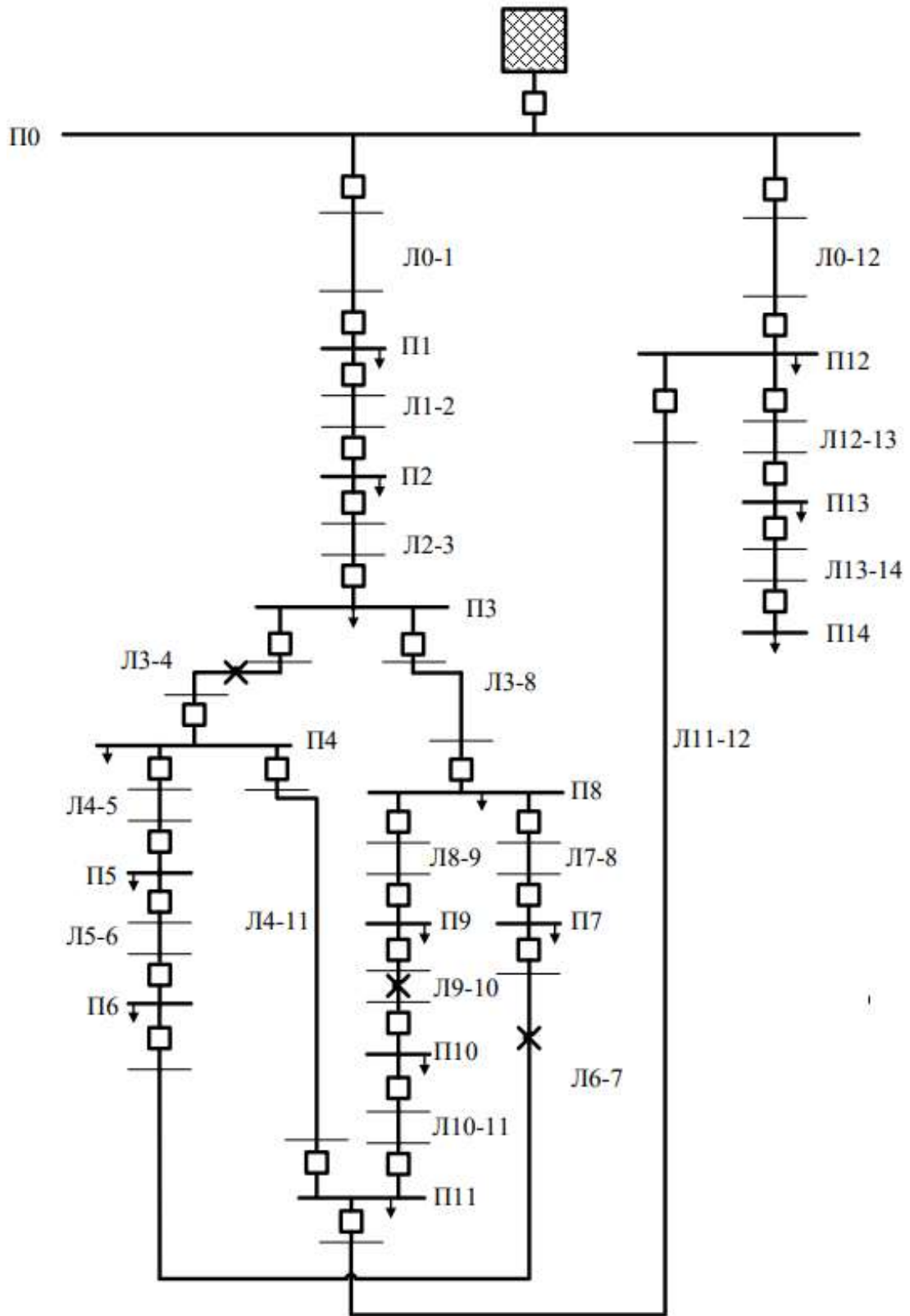


Рисунок 4.5 – Четвертий варіант схеми активної розподільної мережі ізольованої СЕ

Дані лінії включаються лише у разі виходу з ладу якогось із елементів розподільчої електричної мережі, тобто. так само як і в попередніх випадках дозволяють переконфігурувати розглянуту мережу таким чином, щоб пункти відбору потужності (підстанції), що залишилися, залишалися в роботі.

Варіант 4 (рис. 4.5) В даному варіанті реконструйованої розподільної мережі у нормальному стані лінії ЛЗ-4, Л9-10, Л6-7 знаходяться у відключеному стані. У цій схемі є додаткова лінія, що зв'язує між собою підстанції П0 та П11, а також низку інших змін порівняно з попередніми схемами. Підключення ліній, що знаходяться в нормально відключеному стані, відбувається також у разі виходу з ладу будь-якого елемента схеми, розташованого в одній з операційних зон розподільчої електричної мережі.

Використання розроблених методів дозволяє забезпечити підвищення ефективності роботи ізолюваних систем та дає можливість реалізації принципу активності розподільної мережі ізолюваної СЕ.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі розроблено методологію обґрунтування розвитку активних ізольованих систем електропостачання на основі ієрархічного підходу, що дозволяє обґрунтовувати створення нових та реконструкцію існуючих систем. Удосконалено моделі розв'язання задач розвитку ізольованих систем електропостачання.

Розроблено методичні засади вирішення завдань розвитку активних ізольованих систем електропостачання з урахуванням вимог надійності електропостачання, якості електроенергії та використання керування електроспоживанням.

Розроблено методичні засади визначення оптимальних параметрів накопичувачів електричної енергії в ізольованих СЕ із високою часткою генерації на базі відновлюваних джерел енергії з використанням методу цілеспрямованої імітації. Це дозволяє вибрати оптимальні параметри накопичувачів на основі технічних та економічних критеріїв.

Показано необхідність використання принципу активності ізольованої розподільчої електричної мережі та можливість його реалізації. Розроблено метод забезпечення надійності активних ізольованих систем електропостачання у вигляді реконфігурації розподільчої електричної мережі.

Для забезпечення необхідної якості електричної енергії в ізольованих СЕ розроблено методика розподіленого моніторингу та управління гармонійними коливаннями струму та напруги. Методика дозволяє визначати джерело гармонійних коливань та знизити рівень гармонік у мережі з використанням нових технічних рішень.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Автоматизація технологічних процесів і системи автоматичного керування: Навчальний посібник /Барало О.В., Самойленко П.Г., Гранат С.Є., Ковальов В.О. – К.: Аграрна освіта, 2010. – 557 с.
2. Віштак І. В. Огляд обладнання для механічної обробки металу/ І. В. Віштак і Є. О. Кобилянський//ВМТ. 2016. вип. 2, С. 15–22.
3. Галай М. В. Імпульсні, цифрові та релейні системи автоматичного керування: навчальний посібник: – Полтава: ПолтНТУ, –2002. – 222 с.
4. Галай М. В. Лінійні неперервні системи автоматичного керування: навчальний посібник: – Полтава: ПолтНТУ, – 2001. – 140 с.
5. Голодний І.М., Червінський Л.С., Жильцов А.В., Санченко О.В. Романенко О.І. Г Моделювання регульованого електропривода: Підручник. – К.: Аграр Медіа Груп, 2019. – 266 с.
6. Грановский Г. И. Резание металлов. / Г. И. Грановский, В. Г. Грановский. – М. : Высшая школа, 1986. – 304 с.
7. Зеленов А. Б. Синтез та цифрове моделювання систем керування електроприводів постійного струму з вентильними перетворювачами : навчальний посібник / А. Б. Зеленов, І. С. Шевченко, Н. І. Андрєєва. – Алчевськ: ДГМІ, 2002. – 400 с.
8. Мазур М.П. Основи теорії різання матеріалів : підручник [для вищ. навч. закладів] / М.П. Мазур, Ю.М. Внуков, В.Л. Доброскок, В.О. Залога, Ю.К. Новосьолов, Ф.Я. Якубов ; під заг. ред. М.П. Мазура. – 2-е вид. перероб. і доп. – Львів : Новий світ-2000, 2011. – 422 с.
9. Колб Ант. А, Колб А. А. Теорія електроприводу: Навчальний посібник. – 2-е вид. перероб. і доп. – Д., Національний гірничий університет, 2011. – 540 с.
10. Онушко В.В., Шефер О.В. Електричні машини – Полтава: ПолтНТУ, 2015. – 536с.
11. Пересада С. М. Керування електроприводами: посібник / С. М. Пересада, Є. О. Ніконенко – КПІ імені Ігоря Сікорського, Київ. 2022. 396 с.

12. Півняк Г. Г. Сучасні частотно-регульовані асинхронні електроприводи з широтноімпульсною модуляцією / Г. Г. Півняк, О. В. Волков. – Дніпропетровськ, НГУ, 2006. – 470 с.
13. Речишников В. А. Системы автоматизированного проектирования режущих инструментов / В. А. Речишников. – М. : ВНИИТЭМР. Сер. 9, 1987. Вып. 2. – 52 с.
14. Сучасні перетворювачі частоти в системах електропривода: навч. посібник / М. В. Загірняк, Т. В. Коренькова, А. П. Калінов, А. І. Гладир, В. Г. Ковальчук. – 2-ге вид., переробл. і доповн. – Харків: Видавництво «Точка», 2017. – 206 с.
15. Толочко О. І. Аналіз та синтез електромеханічних систем зі спостерігачами стану навчальний посібник / О. І. Толочко. – Донецьк: ООО «НОРД Комп'ютер», 2004. – 298 с.
16. Шebітченко В. Г., Шефер О. В., Бороздін М. К. Датчики й регулятори в автоматизованому електроприводі: навчальний посібник: Полтава: ПОЛТНТУ, 2011. - 88 с.
17. Яцун М.А. Електричні машини – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2001. – 428 с .
18. SIMATIC S7-1200 - гнучке рішення Ваших завдань [Електронний ресурс] // siemens.com. – 2022. – Режим доступу до ресурсу: <https://new.siemens.com/ua/uk/produkty/avtomatyzatsiya-promyslovosti/systemy-avtomatyzatsiyi/systemy-promyslovoyi-avtomatyzatsiyi-simatic/plc-kontrolery-simatic/simatic-s7-1200.html>. – Дата звернення. – 22.11.2022.
19. Перетворювач частоти Micro Drive FC51 22кВт 3-ф/380 [Електронний ресурс] // Chastotnik – 2022. – Режим доступу до ресурсу: <https://chastotnik.com.ua/Danfoss-r-132F0061>. – Дата звернення. – 22.11.2022.
20. Hirose, T. Standalone hybrid wind-solar power generation system applying dump power control without dump load / T.Hirose, H.Matsuo // IEEE Transactions on Industrial Electronics. - 2012. - Vol. 59, Issue: 2. - P. 988-997.
21. Thiam, D-R. Renewable decentralized in developing countries: appraisal from microgrids project in Senegal / D-R.Thiam // Renewable Energy. - 2010. - Vol.35. - P.1615–1623.

22. Sreeraj, E.S. Design of isolated renewable hybrid power systems / E.S.Sreeraj, K.Chatterjee, S.Bandyopadhyay // Solar Energy.- 2010. – Vol. 84(7). - P. 1124-1136.
23. Mondal, A.H. Hybrid systems for decentralized power generation in Bangladesh/ A.H.Mondal, M.Denich // Energy for Sustainable Development. - 2010. - Vol.14. - P.48-55.
24. Mipoung O.D. Frequency support from a fixed-pitch type-2 wind turbine in a diesel hybrid mini-grid / O.D.Mipoung, L.A.Lopes, P.Pillay // IEEE Transactions on Sustainable Energy.- 2014. Vol.5. - P.110-118.
25. Rolland, S. Switched on to mini grids / S.Rolland // Renewable Energy Focus. - 2011. - Vol.12. - P.10-12.
26. Ferrer-Martí, L. A MILP model to design hybrid wind–photovoltaic isolated rural electrification projects in developing countries / L.Ferrer-Martí, B.Domenech, A.García-Villoria, R.Pastor // European Journal of Operational Research. - 2013. - Vol.226. - P.293-300.
27. Lasseter, R. White paper on Integration of consortium Energy Resources / R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. Meliopoulos, R. Yinger, J. Eto // The CERTS MicroGrid Concept. CERTS, CA, Rep.LBNL-50829, Apr.2002. - 27p.
28. Luo, Y. Optimal sizing and control strategy of isolated grid with wind power and energy storage system/ Y.Luo, L.Shi, G.Tu // Energy Conversion and Management. - 2014. - Vol. 80. - P.407-415.
29. Hatziargyriou, N. Microgrids: Large Scale integration of Micro Generation to low Voltage Grids [Электронный ресурс] / N.Hatziargyriou // EU contact ENK5-CT-2002-00610, Technical Annex - 2002 -
30. Mumtaz, F. Planning, operation, and protection of microgrids: An overview / F.Mumtaz, I.S.Bayram // Energy Procedia. - 2017. - Vol.107. - P.94- 100.

ДОДАТКИ

CHAPTER 1 GENERAL INFORMATION ABOUT THE OBJECT OF MODERNIZATION

1.1 Purpose of the primary oil preparation installation

Installations of primary oil preparation (UPPN) are formed in accordance with the field development project, which is developed by a specialized design organization (design institute). They ensure the process of transportation of oil, water and gas through pipelines from the wells to the central collection point (CCP).

Extracted oil from formations is transported under the influence of pressure at the wellhead, or is pumped by pumps. In some deposits, with a hilly terrain, the difference in geodetic marks of the entry and exit points of the pipeline is used to transport the extracted oil. When collecting oil, it is necessary to measure the amount of extracted products for each well to obtain information necessary for the design of well operation, control and regulation of field development.

The technology of obtaining commercial products consists of technological processes of separation, stabilization, dehydration (deemulsification) and desalination of oil, purification of waste water from particles of emulsified oil and mechanical impurities, as well as drying (from water vapor) and purification (from hydrogen sulfide and carbon dioxide) of petroleum gas.

The primary preparation of oil produced in the fields is due to the need to reduce transport costs, prevent the formation of stable oil emulsions, hydrate formation in gas pipelines, and maintain acceptability water injection wells, reduction of corrosive destruction of internal industrial and factory equipment and pipelines during the transportation of oil, gas and water.

Oil gathering and preparation is a single system of technological processes where gathering is combined with oil preparation. The modern system of collecting oil and associated gas and their preparation is a complex technological complex of pipelines and block automated equipment.

Pipeline systems for collecting and preparing oil (oil, water, gas, and product pipelines) constitute the main part of the costs for arranging oil fields. Their length is hundreds of kilometers in small deposits, and for large deposits it reaches many tens of thousands of kilometers. Practically all pipelines in industrial collection systems (discharge lines, collective and commodity collectors) are underground pressure systems with an operating pressure of 1 — 3 MPa. The purpose of industrial oil preparation is its degassing, dehydration, desalination and stabilization.

1.2 Equipment for extraction of oil-gas-water mixture

The rocking machine (Fig. 1.1) is a unit for activating the submersible pump during the mechanized operation of oil wells. The reciprocating movement of the submersible pump plunger is transmitted through rods and a rod. The rocking machine is installed on the foundation above the mouth of the well.

A gearbox and an electric motor are installed on the platform. Sometimes the electric motor is located under the platform. The last option has an increased risk, so it is used rarely _ The electric motor is connected to the reduction gear through a V-belt transmission. The reducer, in turn, is connected to the balancer through a crank-connecting mechanism. This mechanism converts the rotary motion of the gearbox shaft into the reciprocating motion of the balancer. The control station is a cabinet in which electrical equipment is located. Near the control station (or right on it) the manual brake of the rocking machine is placed. At the control station itself there is a key (for closing the power grid) and an ammeter. The latter is a very important element, especially in the work of an oil and gas production operator. The zero mark of the ammeter is placed in the middle of the scale, and the pointer moves from negative to positive region. It is by the left-right deviation that the operator determines the load on the machine - the deviations in both directions should be approximately equal. If the condition of equality is not fulfilled, then the machine is idle.



Figure 1.1 - Machine - rocker

An induction motor (Fig. 1.2) is a three-phase alternating current machine used to convert electrical energy into mechanical energy. Its main difference from other types of motors is that the speed of rotation of the rotor lags behind the speed of the magnetic field. The power range of such motors is very wide: from several hundred watts to several thousand kilowatts. At the same time, the general device and principle of operation of an asynchronous motor is the same for all dimensions and modifications of these machines.



Figure 1.2 - Asynchronous motor

Mode of action: an alternating voltage is applied to the stator winding, under the influence of which a three-phase system of currents flows in the windings. Since the windings of an asynchronous machine are spatially shifted relative to each other by 120 degrees, that is, in a symmetrical system, the currents in these windings have a phase shift of 120 degrees, a rotating magnetic field is created in such windings. The rotating magnetic field, crossing the conductors of the rotor winding, induces an electromotive force in them, under the influence of which a current flows in the rotor winding, which distorts the magnetic field of the stator, increasing its energy, which leads to the emergence of an electromagnetic force, under the influence of which the rotor begins to rotate (for a simpler explanation, you can refer to Ampere's force acting on the conductors of the rotor winding, which are in the magnetic field of the stator). In order for an EMF to occur in the rotor winding, the speed of rotation of the rotor must be different from the speed of rotation of the stator field, that is, the rotating field of the stator eventually pulls the rotor into an endless chase, as if it is trying to catch up with the magnetic field, but never succeeds.

Magnetic starter PML3220 O*2B (Fig. 1.3) – electromechanical switching device, designed to control the power supply of electric motors: their start-up,

acceleration, ensuring uninterrupted operation, power cut-off and protection of electric motors from overloads.



Figure 1.3 – Magnetic starter PML3220 O*2B

Structurally, the starter is a combination of all the switching means required to start and stop an electric motor, combined with adequate overload protection. The starter basically contains a contactor, which is equipped with additional devices: a thermal relay, fuses, control buttons and an additional contact group or an automatic machine for starting the electric motor.

Starters for starting powerful (from 1 kW and more) engines are equipped with devices for extinguishing the electric arc (arc extinguishing chamber), which occurs during switching between the power contacts of the starter due to the inductive nature of the load. The thermal relay, which is part of the starter, protects the motor winding, and therefore the power supply network, from overloads, but does not protect networks from short circuits. In addition, the starter does not necessarily have a disconnection function. The so-called protected and combined starters, in addition to protecting networks from short circuits, also provide the function of disconnection.

A circuit breaker (Fig. 1.4) is a contact switching device capable of turning on, conducting and turning off the load current when the electrical circuit is in working condition, as well as turning on, conducting and turning off the emergency current in the electrical circuit for a certain set time .



Figure 1.4 - Automatic switch

The circuit breaker is designed for infrequent on / off (although the circuit breakers of leading companies can have a switching endurance of up to 20,000 on /off cycles, and modular load switches - up to 100,000 cycles and operate at temperatures from -30 to +60 °C and humidity of 95%), as well as to protect cables and end users from overload and short circuit. Circuit breakers may have additional current-independent loads, releases with auxiliary alarm contacts, and/or motor drives for remote control of the circuit breaker. The release mechanism is actuated by one of two releases : thermal or magnetic:

The thermal disconnecter is a bimetallic plate that is heated by the current flowing through it. During the flow of current, higher than the permissible value, the bimetallic plate bends and activates the decoupling mechanism. The tripping time depends on the amount of current that flows through the circuit breaker and can vary from a few seconds to an hour. The minimum current at which the thermal

disconnecter must operate for no more than 1 hour (at $I_n \leq 63 \text{ A}$) or 2 hours (at $I_n > 63 \text{ A}$) is (according to DSTU EN 60898-1:2014) 1.45 of the nominal fuse current . Setting the tripping current is performed during the manufacture of the device at the factory with an adjusting screw. Unlike a fuse, a circuit breaker is ready for the next use after the bimetallic plate has cooled. Automatic switches designed for use in direct current circuits do not have a thermal disconnecter, only an electromagnetic solenoid , but most automatic switches of well-known brands (for example, Schneider Electric) designed for use in alternating current networks , can also be used to protect direct current circuits, with mandatory adjustment of the rated current according to the tables provided by the manufacturer.

The magnetic (momentary) disconnecter is a solenoid, the moving core of which can also actuate the decoupling mechanism. The current passing through the fuse flows through the coil of the solenoid and causes the core to retract if a set threshold is exceeded. An instantaneous disconnecter, in contrast to a thermal disconnecter, operates very quickly (fractions of a second), but with a much higher overcurrent: 2-14 times the nominal (automatic circuit breakers are divided into types A, B, C and D, depending on the sensitivity of the instantaneous uncoupling). Automatic switches with a tripping curve D (multiplicity of tripping 10-14 from the nominal), are used in electric circuits with large starting currents, for example, for starting asynchronous electric motors or turning on power transformers . Switches with curve B are designed to protect lighting networks and extended electrical lines . Automata with a tripping curve C are the most widespread in consumer electrical networks.



Figure 1.5 - Overhead power lines

power lines (Fig. 1.5) - a line for the transmission of electrical energy through wires suspended in the air to supports with the help of insulators and special fittings. It is one of the main links of the energy system, which is designed for the transmission and distribution of electric energy with a voltage of up to and over 1 kV without changing its parameters.

Overhead power lines also transmit information with the help of high-frequency signals or VOLP. They are used for dispatch control, transmission of telemetry data, relay protection signals and emergency automation. The supports of overhead power lines are wooden, reinforced concrete, metal or composite. Supports can be installed directly in the soil or on foundations.

Overhead lines consist of the following main structural elements:

- 2 Wires of various constructions and cross-sections that transmit electric current.
- 3 Lightning protective cables that protect lines from lightning discharges.
- 4 Support of various types — for hanging wires and lightning protection cables.
- 5 Insulators or garlands of insulators to isolate the wires from the grounded parts of the support.

6 Linear armature, which is used to fasten wires and cables to insulators and supports, as well as to connect wires and cables.

7 Grounding devices and arresters , which ensure the discharge of lightning currents into the ground.

Uninsulated or polymer-insulated multi-core aluminum or steel-aluminum wires with or without anti-corrosion filling are used for the overhead power line, rarely single or multi-core steel wires.



Figure 1.6 – Complete transformer substation

The complete transformer substation (KTP) (Fig. 1.6) is designed for reception, transformation and distribution of electrical energy of three-phase alternating current with a frequency of 50Hz in systems with a deaf-grounded neutral of the transformer on the lower voltage side in rural electrical networks.

Complete transformer substations of the PCTP type are manufactured in general industrial design and equipped with oil or dry power transformers with a capacity of 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 kVA at a voltage of 10 (6)/0.4 kV three-phase alternating current with a frequency of 50 Hz and there are mobile single-transformer substations of external installation, kiosk, dead-end type with cable or air input. PCTPs are produced both with a solidly grounded neutral and with an isolated neutral.

The transformer substation has the following components:

- the compartment of the distribution device on the side of the higher voltage of the PVN;
- power transformer compartment;
- compartment of the distribution device on the lower voltage side of the substation.

The PVN compartment includes:

- disconnector or load switch;
- high-voltage fuses PKT-6(10) kV;
- high-voltage arresters RVO-6(10) kV.

The power transformer compartment includes:

- a power transformer (with a nominal power of 100 ... 630 kVA), according to the Customer's application.

The RPNN section includes:

- input circuit breaker up to 630 (1000) A;
- outgoing lines of consumers in the amount of up to 6 pcs. with automatic switches;
- leakage current monitoring relay RU-380 (UAKI);
- block of general electricity accounting (at the request of the Customer);

— automatic switching on of feeder lines (using starters).

The substation provides:

— protection of the integrity of the grounding circuit of outgoing lines;

— connection of external lighting with protection against short circuit (at the request of the Customer);

— control of the insulation resistance both under the voltage of the outgoing connections and in the disconnected state.

In terms of safety requirements, PCTPs comply with DSTU 22789-94, as well as "PUE", "Rules for technical operation of consumer electrical installations", "SNiP ", DSTU 3335-96 and fire safety requirements.

PCTP meet the requirements of TU U 31.1-35036863-004:2009.

1.3. The task of comprehensive substantiation of the development of active isolated power supply systems

Taking into account the scale of isolated power supply systems (EPS), the entire set of requirements for their development and operation to ensure economy, reliability of power supply and power quality, and, as a result, the high complexity of modeling the entire complex, necessary for detailed accounting of factors and conditions, it is advisable to consider a hierarchical approach to solving justification problems. development of these systems, using methodical advice [3-4]. Based on the generalization of the existing experience in the design of power supply systems, taking into account the ideology of the hierarchical approach, the general problem of justifying the development of such systems is presented in the form of three consecutive stages [5]:

4. Justification of the optimal change of SE, which is determined by the mutual arrangement and interconnection of elements in the system.
5. Comprehensive optimization of the structure and parameters of the power supply system, taking into account requirements for its activity, reliability of

power supply, quality of electric energy and economic efficiency of the decisions made.

6. Study of the conditions of operation of the future power supply system based on a detailed analysis of its normal, emergency, post-accident and other modes of operation. A necessary condition is the fulfillment of increased requirements for mode parameters, reliability of power supply to consumers and quality of electricity, taking into account specific means and measures to ensure the activity of the power supply system.

Foreign developments in this direction are analyzed in the review [6]. The issue of distance planning and network structure for both normal and emergency modes of operation is considered. Mathematical models and methods of complex optimization of the structure and parameters of power supply systems, including taking into account distributed generation, are considered in [6-9]. Methodologically and practically, the set of tasks of researching the conditions of operation of future active SEs is undeveloped. Let's consider the specifics of this direction on the examples of a number of tasks.

From the point of view of the analyzed problem, it is interesting that with the help of active means and measures, it is possible to achieve the fulfillment of increased requirements regarding the reliability of electricity supply to consumers and the quality of electric energy, taking into account the economic efficiency of the operation of the CE.

The reliability of electricity supply to consumers is determined on the basis of calculations of the reliability of the distribution electricity network by identifying its weak points, in relation to which it is advisable to recommend measures to increase the reliability of the electricity network and, ultimately, the reliability of electricity supply to specific consumers. In work [5], for this purpose, the task of calculating the mode reliability of the distribution electric network is considered. The property of the activity of power supply systems in this case is achieved with the help of coordinated actions of remotely controlled switching devices with the sole purpose of reconfiguring the electrical network in post-

emergency states of the system, and even control systems of distributed generation installations. With regard to the problem of the development of the power supply system, it is necessary to solve the problem of optimal placement of such devices [6-7], taking into account the uncertainty of the information on the future and the multiplicity of external conditions of the development of SE.

The quality of electricity for power supply systems operating in parallel with the high-voltage power system is determined by the voltage levels in the nodes of the circuit, the presence of harmonics voltages and currents, different in size (asymmetrical) load on the phases of a three-phase system. For isolated CEs, requirements for voltage and frequency levels are added to this list.

The main design tasks of this component of the problem are related to the optimization of the composition, parameters and placement of the specified devices of continuous and discrete control to provide the property of the activity of the distribution electric network.

One of the most common tasks of ensuring the economic efficiency of the operation of passive (not containing sources) power supply systems is the minimization of active power losses in the distribution electric network. In the case of sources of distributed generation, fuel consumption by these units can be additionally minimized. These tasks are largely operational in nature, but they are also important in terms of placing distributed generation installations and switching devices for opening the ring structure of the electrical network, which is a development task. Taking into account the activity of consumers, the tasks of interaction between the CE and consumers should be solved jointly. As for the electrical distribution network, one of the main means of management is the reconfiguration of the network with the help of remotely controlled switching devices [7].

An independent criterion is used when optimizing daily energy consumption load schedules, in particular with the participation of active consumers [8]. Thus, the general task coordinating the interaction of the electricity supply system and consumers is multi-criteria.

Taking into account the above, the problem of researching the conditions of functioning of the future active power supply system must be considered as part of two interrelated groups of tasks:

- assessment of the fulfillment of the increased requirements for mode parameters under the conditions of reliability of electricity supply to consumers and the quality of electric energy by means of calculations of the corresponding modes taking into account their economic efficiency under the specified calculation conditions in accordance with current methodological documents (state and industry standards, methodological recommendations, etc.), as well as growth consumer requirements;
- in case of non-fulfillment of the specified increased requirements for mode parameters, justification of the necessary means and measures to introduce the mode parameters into permissible limits by reconfiguring the power supply system scheme and managing its parameters in the aspects discussed above; at the same time, the tasks of choosing the composition, parameters, and locations of means of reconfiguration and control of circuit parameters (switching devices that compensate for devices of various purposes, etc.) are solved.

It should be emphasized the need to coordinate various tasks of substantiating means of reconfiguration of SE, their composition, parameters and placement, taking into account the real multi-purpose use of these funds. At the same time, the criterion can be the minimum expenditure on the specified funds for the many possibilities of their use. At the moment, various approaches to the formalization of individual tasks of the analyzed group have been studied [3, 6, 8], the coordination task remains practically unexplored so far.

1.4. Methodical approaches to solving problems of optimizing the structure and parameters of active isolated power supply systems

The most important point when planning the development of isolated systems is the optimization of the composition of generating sources. The type and power of each of the system components affects the continuity and quality of the power supply. It is obvious that the choice of generation composition is significantly influenced by the requirements of electricity consumers.

There are various methods of optimizing generating capacities . The following criteria are mainly used for these methods:

4. Reliable.
5. Economical.
6. Ecological.

Reliability of power supply and cost of power generation are the two main criteria used for the system description of an isolated system. The cost of production includes capital costs, operating costs and environmental costs. In part, the ecological criterion can be taken into account in the economic costs in the form of payment for the negative impact on the environment. In the presence of several criteria, which can be used to optimize the generation structure of isolated systems, this task must be solved as a multi-criteria one.

Currently, there are quite a few methods for solving multi-criteria problems [8-9]. In connection with the liberalization of the electric power industry, the emergence of modern isolated systems, development and research in this direction have gained significant development.

In [9], an approach to a multi-criteria study of the development of electric power systems is considered. This approach, based on the fundamental provisions of the utility theory, allows combining different methods of criteria analysis in the process of justifying decisions under the conditions of various advantages.

It is possible to use the method based on the definition of the Pareto set [10]. It is applied to multi-criteria problems that contain a finite set of possible solutions and have a set of several criteria on this set to be minimized or maximized.

A multi-criteria task is often reduced to a single-criteria task . This approach involves the use of a supercriterion as a scalar function of a vector argument [15]:

$$q_o(x) = q_o(q_1(x), q_2(x), \dots, q_p(x)), \quad (1.1)$$

where $q_1(x), q_2(x), \dots, q_p(x)$ are criteria, x is an alternative from the set X .

View of the function q_o depends on the contribution of each individual criterion to the general supercriterion . As a rule, in this case, additive and multiplicative functions of the form are used:

$$q_o = \sum_{i=1}^p \alpha_i q_i, \quad (1.2)$$

$$1 - q_o = \prod_{i=1}^p (1 - \beta_i q_i), \quad (1.3)$$

where α_i and β_i - weighting factors.

The main difficulty of this method is the determination of the weighting factors α_i or β_i . There are publications [8-9] that describe the use of a criterion with an additive function when calculating the specified costs. When calculating these costs, capital investments, current costs and losses from power supply interruptions were included.

The method of successive concessions can be used [9-10]. This method is based on the postulate that, as a rule, private criteria are unequal and can be ranked in terms of importance. First, the most important criterion is selected, and the remaining criteria are set as constraints. And under such conditions, the optimization task is solved for the selected criterion. Then a concession is made on the found optimum of the first criterion and the second criterion is optimized. And so on , iteratively it is possible to obtain a solution to a multi-criteria problem.

But to solve the task of complex development of active isolated power supply systems when using the optimization methods listed above, there is no

effective coordination. In this regard, the problem of multi-criteria optimization of the structure and parameters of such systems is an urgent task that requires new approaches to its solution.

Due to the integration of generation and other factors, the planning of an active power supply system is significantly different from the traditional one [10-14]. An important difference is the possibility of automatic reconfiguration of the electrical network.

Reconfiguration is an important function that allows you to change the flow of power in distribution networks by changing the state of switching devices, while not violating operational limitations. Reconfiguration is expediently used to reduce losses, balance and load, and restore the system in case of emergency situations [15-17].

For such purposes, it is advisable to use automatic switching devices with remote control [17]. Determining the optimal number of such devices and their optimal location is an important task when planning the development of an active distribution network.

There is a fairly large number of works devoted to planning the optimal placement of switching devices for the possibilities of reconfiguration of the distribution network. In particular, the heuristic combinatorial search algorithm [18] is used for such purposes, which is used to determine the optimal level of network automation.

The method of analyzing hierarchies [19, 20] is also used to determine the installation locations of remote-controlled switches in electrical distribution networks. The work [20] also shows the influence of different rules for placing switching devices in distribution networks on various reliability indicators.

In [21], an automatic calculation procedure based on the Bellman optimality principle is proposed for determining the optimal number and position of automatic switching sectional devices for radial electrical networks.

To determine the locations of remotely controlled switching devices and distributed generation installations in distribution networks in order to increase

reliability, the authors of the work [24] use the ant algorithm. In [25], an approach based on the division of the electric distribution network into several zones is proposed.

The work [20] considered a probabilistic approach to an active distribution network taking into account demand management for a conventional non-isolated system. Uncertainties related to solar radiation, load and future load growth are modeled by probability density functions. According to the author of this paper, this method simultaneously minimizes the total operating costs and total losses in the lines. Active control schemes are proposed, including coherent voltage level control and adaptive power factor control. The Monte Carlo simulation method is used to generate probability density functions, and the method of weighting coefficients is used to solve the multi-criteria optimization problem. The proposed method is used to evaluate the impact of the introduction of generation based on solar power plants on the distribution network from the point of view of the impact of technical and economic aspects. In addition, the proposed method makes it possible to assess the technical and economic consequences during the reconfiguration of distribution networks.

In [22], a multi-stage planning model of an active distribution network, which includes energy storage, is considered. In the proposed model, both capital investments and operational costs are considered. The improvement of the reliability of electricity supply with the use of storage devices is also analyzed. At each stage of planning, operating conditions are divided into several typical daily scenarios and an extreme scenario (peak load case) based on forecast data. In the proposed model, long-term decisions regarding the planning of the system are optimized, including due to the addition of elements and reconfiguration of schemes, the introduction of electric energy storage.

Also, work [25] proved that the use of a system of energy storage is an effective way to increase the productivity of generators, and methods of optimization of such active distribution networks are given. A two-stage method is proposed for planning the optimal composition of distributed generation

installations taking into account electric energy storage. At the first stage, the installation locations and initial power of distributed generation installations are determined, and at the second stage, the optimal possibilities of installing such generators are determined to maximize investment benefits, system voltage stability and minimize line losses. At the second stage, Pareto-optimal solutions are determined using the ant algorithm. Then the locations and parameters of the electric energy storage devices are determined.

The proposed approaches fully satisfy the requirements for planning the development of isolated systems, especially taking into account the Russian specifics. In particular, this applies to some isolated areas with extreme climate and specific geographical conditions, where there are increased risks and requirements for CE, including from the point of view of the reliability of electricity supply to consumers, are significantly higher. Therefore, it is necessary to take into account the characteristic features and practical needs of isolated areas during the SE planning processes. In this regard, a comprehensive approach is needed, which will allow developing the activity of the electric network, including through reconfiguration , as well as power consumption management. Also an important point is the use of electrical energy storage for active isolated power supply systems. Therefore, it is necessary to develop detailed models that are more applicable to such isolated systems.

The main types of electric energy storage are [26-29]:

- batteries, where electrochemical energy is used as a storage technology;
- super flywheels, which use the energy of an electromechanical system;
- superconducting magnetic coils (SPIN) - energy storage in the form of a magnetic field;
- electric capacitors, in particular supercapacitors ;
- hydraulic storage stations;
- accumulators based on compressed air.

The technology using different types of batteries is the most common due to good technical characteristics and the ability to store large amounts of energy [4,

6, 7, 13]. Energy is stored in the form of electrochemical energy in a set of several cells connected in series, or in parallel, or in a mixed scheme, to achieve the required voltage level and required power. They can provide a large amount of power to the system for a short time or output a small amount of energy for a longer interval. High capacity can be achieved by connecting more modules.

A flywheel is an electromechanical system that stores energy in the form of kinetic energy. This technology makes it possible to accumulate and supply energy to the network faster than the technology using batteries [13]. The main advantages of this technology are:

- high reliability;
- long service life (15-20 years);
- high efficiency (90-95%);
- a large number of "charge-discharge" cycles (from 10,000 to 100,000);
- relatively low cost;
- fast charge and discharge.

1.5. Models and methods of assessing and ensuring the reliability of power supply systems

To assess the reliability of electricity supply to consumers of isolated CEs, it is necessary to first of all consider the reliability indicators, which can be divided into three main groups [12, 14]:

- *the possibility of* an event, in particular, the possibility of failure of a system element;
- *the intensity* of events, in particular the number of element failures per unit of time;
- *the average duration* of the event (mathematical expectation), in particular, the average duration of time between failures of system elements, the average duration of recovery after a failure.

The following main approaches that are used to analyze the reliability of power supply systems should be highlighted:

- application of analytical methods;
- simulation modeling.

Analytical methods make it possible to provide a shorter calculation time than during simulation modeling. Both of these approaches give almost the same results, but in simulation modeling of the power system, it is possible to model with great detail. In any case, the general procedure used in both approaches is approximately the same [14].

The change in the state of the system occurs either discretely or continuously in time and space, and it is possible to describe it analytically [15, 16]. With the use of this technique, it is assumed that the system has no memory, that is, the transition from one state to another will not depend on the state the system was in before the transition.

In fact, it is possible to use the method taking into account the Poisson process. In this case, it is assumed that the flow of events occurring in time has certain properties. These properties are [17]:

- the probability of a certain number of events is proportional to the length of the time interval;
- the probability of two or more events per time interval tends to zero if the duration of the given time interval tends to zero;
- events occurring at any intersecting time intervals are mutually independent.

The work [18] presents an effective method that uses the topology of the electrical network, which is based on the application of three types of data: about the network structure, information about elements, information about protection.

There are analytical and modeling methods for analyzing the states of operation of system elements. When using the analytical method, you only need to calculate the state of the element once. The use of modeling methods allows you to calculate several states [15].

The task of ensuring the reliability of the CE should include a set of technical, economic and organizational measures, which should be aimed at reducing losses from a violation of the normal regime of the power system. In particular, it is necessary to apply the following measures [14-15]:

- choose reliability criteria and their quantitative characteristics;
- conduct tests on the reliability of current equipment, make predictive assessments;
- to choose the optimal structure of the CE according to the criterion of reliability of both designed and reconstructed ones;
- ensure the necessary technical and operational characteristics of the equipment;
- optimize the operation programs of the power supply system from the point of view of ensuring reliability (substantiation of scheduled and preventive repairs, norms of spare parts and methods of equipment repair).

A feature of isolated systems is less inertia, that is, any external action is more quickly reflected in the work of the isolated system.

The main problem of isolated power supply systems is that in the event of a power shortage or an accident, there is no way to get the necessary power from the outside. For the same reason, a stricter approach to the organization of planned and preventive repairs is needed.

Thus, there is an urgent need to take into account reliability requirements in the model of complex optimization of the structure and parameters of an active isolated CE.

1.6 Reasons for the modernization of Zachepylivsk UPPN

Power supply of Zachepylivska UKPG and UPPN is carried out from complete transformer substations KTP-150 and KTP-151, located on Zachepylivska UKPG and UPPN. KTP-150 contains transformer TM-100/10/0.4-63kVA, authorized power 54 kW, KTP-151 transformer TM-100/10/0.4-100kVA,

authorized power 85 kW. KTP-150 and KTP-151 are powered by substation PS-110/35/10 "Novi Sanzhary" of the Novosanzhary branch of OJSC "Poltavaoblenergo" along the PL-10 kV line, feeder F-16 "Maly Kobelyachok ". There is no backup power. An alternative to this is a diesel power plant with automatic reserve input.

Diesel power plant (Fig. 1.7 a, 1.7 b) (diesel generator set, diesel generator) is a stationary or mobile power plant equipped with one or several electric generators driven by a diesel internal combustion engine .

It should be noted that the terms diesel power plant, diesel electric unit and diesel generator are not synonymous:

- diesel generator — an installation consisting of a constructively combined diesel engine and generator.
- diesel-electric unit, on the other hand, has a diesel-generator, as well as auxiliary components: a frame, control devices , a fuel tank.
- a diesel power plant is a stationary or mobile installation based on a diesel-electric unit, which additionally has: devices for power distribution, automation devices , and a control panel.

Typically, such power plants combine an alternating current generator and an internal combustion engine (ICE) mounted on a steel frame, as well as a control and management system for the installation. The internal combustion engine drives a synchronous or asynchronous electric generator . The engine and electric generator are connected either directly with a flange or through a damping coupling . In the first case, a two-support generator is used, that is, a generator that has two support bearings , and in the second - with one support bearing (single-support).



a)



b)

Figure 1.7 – Diesel power plant

Such installations are distinguished by: output power ; type of current (alternating 3-phase , single-phase, constant); output voltage and current frequency (for example, 50, 60, 400 Hz). Also, diesel power plants are divided by the type of

cooling: air or liquid. Air-type power plants can work continuously for no more than 10 hours, after which they need to cool down for 1-2 hours. Usually, these are small power plants of low power, they are also called portable. Power plants of the liquid cooling method can work non-stop around the clock, and compared to portable units, such units have larger sizes and, accordingly, greater power .

The diesel power plant consists of:

- *Engine* . An engine is a source of mechanical energy to start a generator and produce electricity. Mostly, diesel engines are the most used because of their mechanical , environmental and economic benefits.
- *Engine control unit* . The engine controller is a mechanical device (centrifugal regulator) designed to maintain a constant engine speed for load requirements. The speed of the engine is directly related to the output frequency of the alternator, so any change in its rotation speed affects the output frequency.
- *Electrical system* . Own electrical system of the engine, has 12 V or 24 V, constant voltage (minus on the ground). The system includes: an electric starter , rechargeable batteries and transmitters of working and emergency signals . Preferably, the engine has a sensor for oil pressure, temperature and electrical load on the generator. In low-power mobile power plants , permanent (most often neodymium) magnets are used to excite the electromotive force in the stationary stator windings , and in high-power generators, the so-called direct excitation from storage batteries is used to power the excitation winding on the rotor (electromagnets) . and after reaching the nominal revolutions, the generator switches to self-excitation through semiconductors rectifiers .
- *Cooling system* . Engine cooling can be done with water, oil or air . The air cooling system consists of a powerful cold air fan that passes along the engine systems. The water/oil cooling system includes a radiator with a built-in fan to cool the diesel engine components.

- *Alternating current generator* . The output electrical energy is produced using an electric machine generator with self-excitation and self-regulation of the current, therefore, of the excitation magnetic field.
- *Fuel tank* . The diesel generator has a fuel tank with a capacity, usually, for at least 8 hours of operation at full load.
- *Vibration isolation* . The generator, for the most part, is equipped with anti-vibration devices, which are designed to reduce vibration from the generator engine. These shock absorbers are usually located between the base engine, alternator, dash and frame.
- *Muffler and exhaust system* . The engine is equipped with a muffler and an exhaust pipe to reduce the noise level and remove combustion products.
- *Management system* . May provide for manual or automatic control of the diesel power plant. A manual control system usually includes control switches to pre-build oil pressure and engage the starter and has instruments that provide detailed information about the system installed on the generator. The automatic control system can maintain the diesel generator in working condition and ensure its automatic start and stop in case of emergency events (power loss).
- *Output automatic switch* . An automatic switch is mainly used to protect the generator.

Such power plants and installations are used as main, reserve or emergency sources of electricity for consumers of single- or three-phase alternating current , for power supply of shift villages, production, communication facilities , field airfields and airports , field hospitals, country houses, for power supply of diesel locomotives , submarines and other equipment, as well as the power plant of quarry dump trucks, army vehicles, cars with hybrid diesel-electric engines, etc.

Automatic input of reserve, automatic switch-on of reserve, AVR (Fig. 1.8) is a device designed for automatic switching of the consumer to the reserve source of power supply in case of disconnection of the main one.



Figure 1.8 – Automatic reserve input, automatic reserve activation

The process of automatic activation of the reserve is called "AVR operation". According to the Rules for the arrangement of electrical installations, AVR devices must be provided to restore power to consumers by automatically connecting a backup power source when the working power source is turned off, which leads to de-energization of the consumer's electrical installations.

It has at least two power inputs: one main (from which the load is constantly running) and one or more backups. AVR is aimed at improving the reliability of the power supply system.

The AVR must switch to the backup input in the shortest possible time after disconnecting the working energy source.

The AVR device must provide the possibility of its operation in the event of a voltage loss on the buses of the powered element caused by any reason, including a short circuit on these buses.

Depending on the manufacturer, it is possible to implement different arc protection schemes of AVR to reduce damage from short circuits. It is possible to implement the AVR switching delay function and the function of setting thresholds

for switching to reserve. For example, when starting powerful motors on the consumer side, the AVR circuit must ignore voltage sag.

AVR schemes are implemented on a different component basis, in particular, the following AVR designs are widespread: on contactors, on circuit breakers with a motor drive, on automatic switches, on automatic switches of the toggle type with a solenoid drive, which include a mechanical switching part, a microprocessor control unit, as well as the display and control panel.

Characteristics of AVR. According to DSTU IEC 60947-6-1: 2007 [3] , the main characteristics of AVR/PKO are

- Class and method of control of switching equipment;
- Number of poles;
- Type of current;
- Work sequence;
- Nominal and limit values of operating voltage / current / frequency;
- Nominal switching and switching capabilities;
- Short circuit characteristics (short circuit);
- Nominal short-circuit switching capacity (I_{cm});
- Nominal short-circuit breaking capacity (I_{cn});
- Nominal strength of the conditional short-circuit current;
- Nominal strength of short-term withstand current;

AVR/APKO devices are divided into three classes RS, SV, SS depending on the ability to withstand a short circuit . The design of the AVR must provide for a blocking mechanism to prevent the possibility of simultaneous connection to normal and alternative power sources under all conditions. AVRs must pass the tests defined by the standard , be certified and have the appropriate marking of the manufacturer applied to the device, which includes the name or trademark of the manufacturer, the designation or serial number of the equipment, the class of the equipment, the number of the standard to which the equipment corresponds, the nominal operating voltage and frequency, the value operating current at rated voltage and frequency, application category.

So why install a diesel power plant with an automatic switch on reserve:

- AVR for the generator ensures continuous operation of the electrical equipment of Zachepylivska UKPG and UPPN. Yes, manual start-up also has its place, but automation makes it much easier to control starts and stops. The unit of automatic input of the reserve excludes the participation of a person in starting the reserve power. It is more convenient, faster and safer. It provides selectivity of the circuit with low power consumption, since it is needed only at the moment of switching from the main power to the backup.
- Automatic platooning of the power reserve is indispensable in case of an unstable network or in its absence. At the same time, the connection occurs instantly or with a minimal time delay. Auto-start of gasoline and diesel generators prevents operation of controlled systems in emergency mode.

Верстат – качалка



Дизельна електростанція

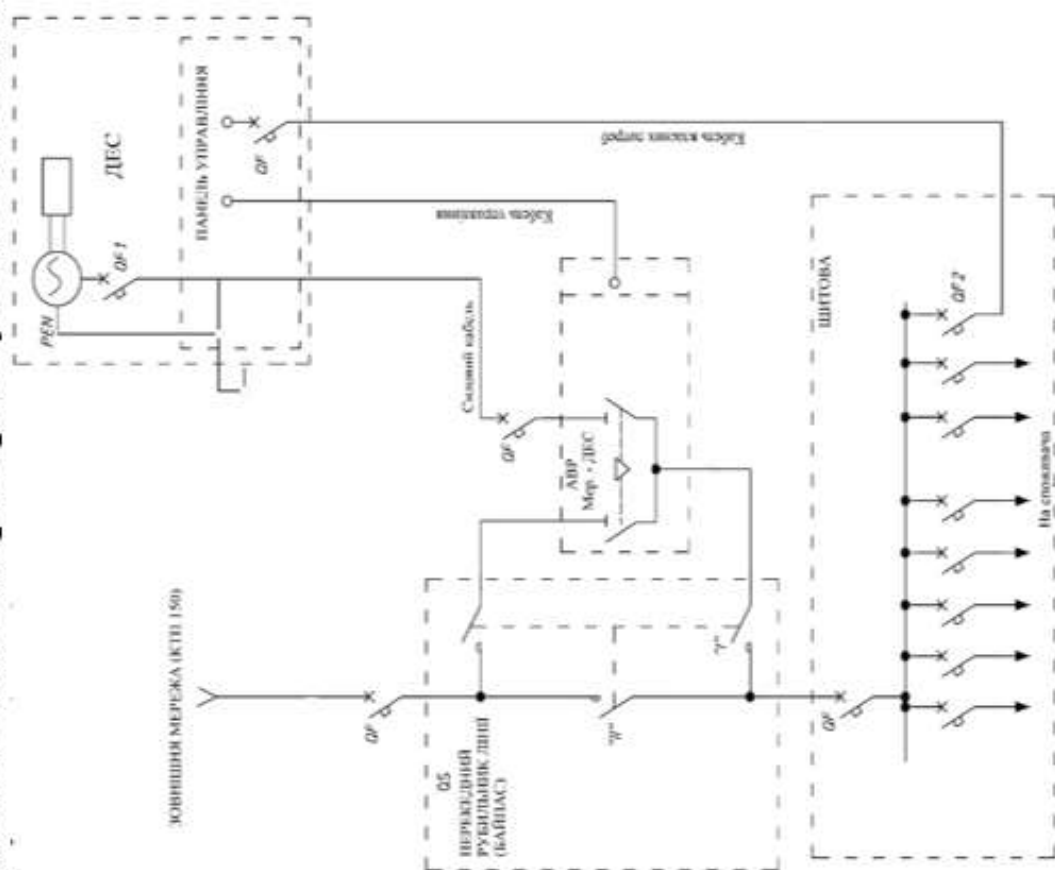


а)

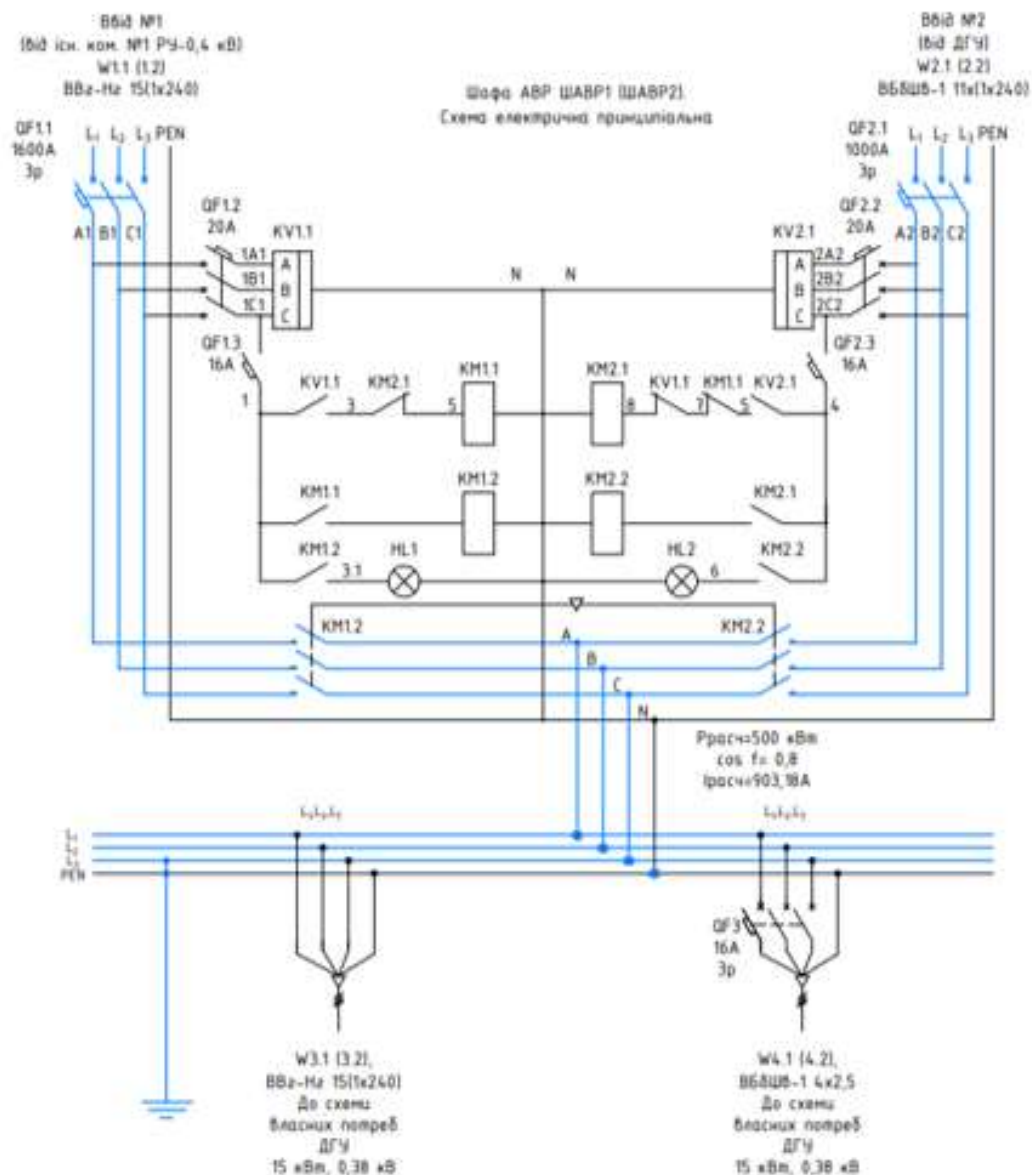


б)

Схема підключення генераторної установки з панеллю АВР

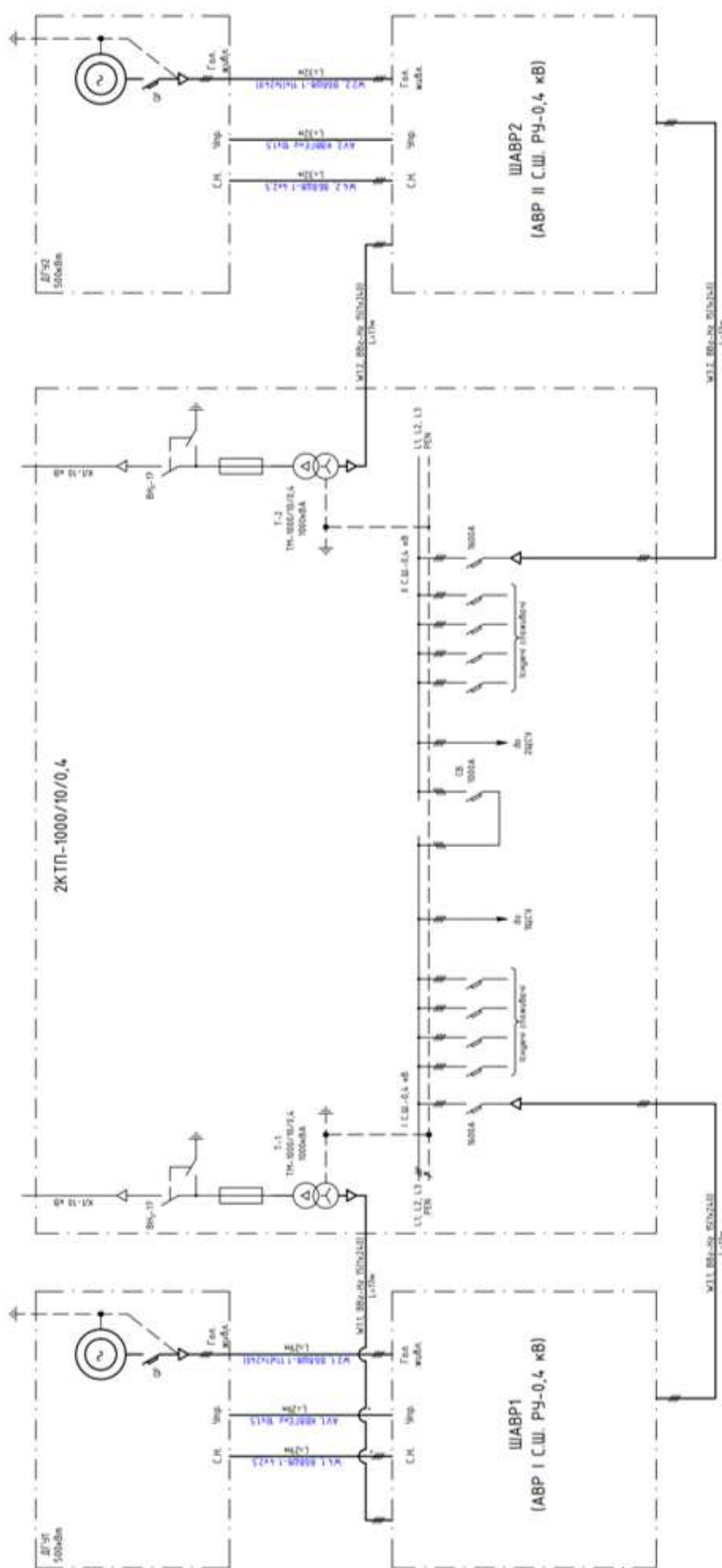


Шафа АВР. Схема електрична принципова



Однолінійна схема проектуемого резервного живлення.

Зовнішнє електропостачання



План прокладання кабелів по приміщенню електрощитової

