

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

(повне найменування вищого навчального закладу)

Центр перепідготовки та післядипломної освіти

(назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Підвищення надійності системи електропостачання
трансформаторної підстанції 110/10 кВ**

Виконав(ла): студент(ка) VII курсу, групи ЕЕд-2
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

_____ Головачук Г.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ Сисак І.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

Завідувач кафедри _____ Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2022

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет Центр перепідготовки та післядипломної освіти
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

«__» _____ 2022 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня _____ магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту _____ Головачук Ганні Іванівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

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

Керівник роботи Сисак Іван Михайлович, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «26» серпня 2022 року № 4/7-717

2. Термін подання студентом завершеної роботи _____ 10 грудня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи Споживана потужність ПС, спосіб приєднання до мережі

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

1. ПС 110/10 кВ. Схема електрична принципова 1л. ф – А1

2. ПС 110/10 кВ. Схема електрична розташування 1л. ф – А1

3. Схема власних потреб ПС 110/10 кВ. 1л. ф – А1

4. Розрахункова схема підстанції 1л. ф – А1

5. 1л. ф – А1

6. 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ		
2	Аналітичний розділ		
3	Розрахунково-дослідницький розділ		
4	Проектно-конструкторський розділ		
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях		
6	Висновки		
7	Оформлення пояснювальної записки		
8	Оформлення графічної частини		

Студент _____
(підпис)

Головачук Г.І.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Сисак І.М.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Головачук Г.І. Підвищення надійності системи електропостачання трансформаторної підстанції 110/10 кВ. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. ТНТУ імені Івана Пулюя. ЦППО. Кафедра ЕІ, група ЕЕд-2. – Тернопіль.: ТНТУ, 2022.

Стор. – 80; рис. – 3; табл. –20; креслень - 15; джерел - 12; додатків - 3.

Запропоновано для встановлення два силових трансформатори, що працюють паралельно. На стороні високої напруги запропоновано підключення двома лініями. На стороні низької напруги потрібно встановити 10 лінійних комірок. На стороні ВН вибрано схему підключення « Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку лінії ». На стороні НН приймається схема «Одна одинока секціонована вимикачем система шин». Вибрано два трансформатори власних потреб. Запропоновано схему власних потреб підстанції. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Проведено заміну відокремлювачів та короткозамикачів. На стороні НН на підходящих лініях встановлюються вакуумні вимикачі типу. Проведено вибір роз'єднувачів. Проведено вибір вимірювальних трансформаторів струму. Проведено вибір вимірювальних трансформаторів напруги. Проведено вибір струмоведучих частин для РП-110 кВ та РП-10 кВ. Проведено вибір ізоляторів. Виконаний розрахунок і аналіз усталеного режиму роботи ділянки мережі в режимі максимальних, а також післяаварійних режимах.

Ключові слова: ТП, надійність, система електропостачання, трансформатор власних потреб, навантаження.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	9
1.1 Характеристика проектованої підстанції і її навантажень.....	9
1.2 Схеми електричних з'єднань.....	10
1.2.1 Схеми електроживлення електроприймачів III-ї категорії.....	10
1.2.2 Схеми електроживлення електроприймачів II-ї категорії.....	10
1.2.3 Схеми електроживлення електроприймачів I-ї категорії.....	12
1.3 Постановка задач.....	14
2. РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	15
2.1 Вибір числа та потужності силових трансформаторів.....	15
2.2 Визначення кількості ліній для усіх напруг.....	16
2.2.1 Визначення кількості ліній на ВН.....	16
2.2.2 Визначення кількості ліній на НН.....	17
2.3 Вибір схем розподільчих пристроїв.....	17
2.4 Розрахунок власних потреб.....	18
2.4.1 Вибір оперативного струму.....	18
2.4.2 Розрахунок навантажень власних потреб ПС.....	18
2.4.3 Вибір ТВП.....	20
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання.....	21
2.5.1 Розрахунок струмів КЗ в нормальному режимі роботи.....	21
2.5.1.1 Складання схеми заміщення підстанції.....	21
2.5.1.2 Розрахунок струму КЗ в точці $K1$	22
2.5.1.3 Розрахунок струмів короткого замикання у точці $K2$..	23
2.5.1.4 Розрахунок струмів короткого замикання для точки $K2$ при відключеному секційному вимикачі.....	24
2.6 Вибір вимикачів у колах РП-110 кВ.....	25
2.7 Вибір роз'єднувачів.....	29

2.7.1	Вибір роз'єднувачів на РП 110 кВ.....	30
2.7.2	Вибір вимикачів і роз'єднувачів в колах РП-10 кВ.....	31
2.7.3	Вибір вимикачів в колах вводу РП-10 кВ.....	32
2.8	Вибір вимірювальних трансформаторів струму.....	32
2.8.1	Вибір вимірювальних трансформаторів струму для РП-110 кВ.....	32
2.8.2	Вибір вимірювальних трансформаторів струму для РП-10 кВ	36
2.9	Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.....	39
2.9.1	Вибір вимірювальних трансформаторів напруги для РП-110 кВ.....	39
2.9.2	Вибір вимірювальних трансформаторів напруги РП-10 кВ....	40
2.10	Вибір струмоведучих частин.....	41
2.10.1	Вибір струмоведучих частин РП – 110 кВ	41
2.10.2	Вибір струмоведучих частин для РП-10 кВ.....	42
2.11	Вибір ізоляторів.....	42
3.	ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	44
3.1	Завдання аналізу електричної мережі.....	44
3.2	Розрахунок ustalених режимів існуючої мережі.....	46
3.2.1	Розрахунок ustalеного режиму для максимального навантаження.....	47
3.2.1.1	Складання схеми заміщення електричної мережі та визначення її параметрів.....	47
3.2.1.2	Визначення ємностей ліній.....	51
3.2.1.3	Розрахункові навантаження вузлів.....	51
3.2.1.4	Розрахунок потоків потужності на ділянках електричної мережі.....	52
3.2.1.5	Визначення напруги у вузлах схеми.....	61
3.2.1.6	Вибір засобів регулювання напруги.....	67

3.2.2 Розрахунок післяаварійних усталених режимів (обрив ділянки 1-2).....	69
3.2.2.1 Розрахунок потоків потужності на ділянці мережі.....	70
3.2.2.2 Визначення напруги у вузлах схеми.....	70
3.2.2.3 Вибір засобів регулювання напруги.....	70
3.2.3 Розрахунок післяаварійних усталених режимів (обрив ділянки 1-12).....	70
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	71
4.1 Розробка конструкції та розрахунок захисного заземлення.....	71
4.2 Заходи з протипожежної безпеки при експлуатації електрообладнання.....	73
4.3 Причини електротравматизму.....	75
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	77
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	79
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А.....	2
Додаток Б.....	12
Додаток В.....	26

ВСТУП

Актуальність теми. Вже десятий місяць іде жорстока війна росії проти України. Через невдачі на полі бою росіяни останнім часом почали здійснювати масовані ракетні удари по енергетичних об'єктах нашої країни. Як наслідок, почали тимчасово відключатися реактори атомних електростанцій, вийшли з ладу деякі генеруючі електростанції. Потужність, яку могли отримувати електроспоживачі частково знизилася. Відповідно обленерго почали вводити графіки тимчасових відключень. При нестачі потужності також задіюються графіки аварійного відключення. Енергетична система України зазнала значного руйнування і потребує надійної роботи усіх її елементів, щоб була змога забезпечити електроспоживачів необхідною потужністю в такий складний час. Надійність усієї системи залежить від надійності кожного окремого її елемента [12]. До таких елементів відносить і трансформаторна підстанція 110/10 кВ [9].

Тому, задача підвищення надійності СЕ ТП 110/10 кВ є дуже актуальною.

Мета і завдання роботи Підвищення надійності СЕ ТП 110/10 кВ .

Завдання, які ставляться у роботі:

- Провести вибір числа, потужності та режиму роботи силових трансформаторів підстанції;
- Провести вибір головної схеми електричних з'єднань для високої та низької сторін трансформаторної підстанції;
- Провести вибір числа та потужності трансформаторів власних потреб, а також запропонувати схему власних потреб підстанції;
- Провести розрахунок струмів короткого замикання;
- Провести вибір вимикачів, роз'єднувачів, вимірювальних трансформаторів струму та напруги;
- Провести вибір струмоведучих частин для розподільчих пристроїв; вибір ізоляторів;

- Провести розрахунок і аналіз усталеного режиму роботи ділянки мережі в режимі максимальних, а також післяаварійних режимах.

Об'єкт дослідження – процеси розподілу електричної енергії.

Предмет дослідження – забезпечення надійності розподілу електричної енергії переоснащенням електрообладнання трансформаторної підстанції.

Наукова новизна. Отримало подальший розвиток питання забезпечення надійності розподілу електричної енергії за рахунок переоснащення вузлів трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Практичне значення. Переоснащення ТП 110/10 кВ дає можливість забезпечити підтримку балансу активної та реактивної потужностей у всіх режимах роботи трансформаторної підстанції.

Апробація результатів. Результати досліджень Головачук Ганни Іванівни за темою кваліфікаційної роботи «Підвищення надійності системи електропостачання трансформаторної підстанції 110/10 кВ» були представлені на XI Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів “Актуальні задачі сучасних технологій” (7-8 грудня 2022 року), м. Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, переліку посилань (12 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 80 сторінок, 20 таблиці, 3 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Характеристика проектованої підстанції і її навантажень

Підстанція “Лісоводи” має напругу: на високій стороні – 110 кВ, на низькій – 10 кВ. Споживана потужність з шин низької напруги підстанції дорівнює 9,36 МВт. За способом приєднання до мережі підстанція є тупиковою. Живлення від енергосистеми здійснюється в нормальному режимі роботи по ПЛ-110 кВ. На НН підстанція має 7 відходящих фідерів. На підстанції є дві резервні комірки. Енергосистема, підключена до РП - 110 кВ має наступні параметри: $S_{Н1С110} = 1700$ МВА; $x_{Н1С110} = 1,7$ Ом.

Підстанція "Лісоводи" 110/10 кВ живить електроприймач II категорії.

Встановимо замість короткозамикача і відокремлювача елегазовий вимикач ВЕБ-110 кВ, а також замінимо масляні вимикачі ВМ на низькій стороні на вакуумні ВВУ-СЕЩ-ПЗ-10-20/1000.

Вакуумні вимикачі типу ВВУ-СЕЩ-ПЗ-10 з пружинно-моторними приводами загального призначення для мереж з частими комутаціями призначені для роботи КСО і комплектних розподільних пристроях (КРП) типу К-63 внутрішньої установки на клас напруги 10 кВ трифазного змінного струму частоти 50 Гц.

Вони призначені для комутації високовольтних кіл трифазного змінного струму в номінальному режимі роботи установки.

Вимикач типу ВВУ-СЕЩ-ПЗ-10 відноситься до високовольтних вакуумних вимикачів, гасіння дуги в яких здійснюється вакуумними дугогасильними камерами.

Робота виконана з урахуванням перспективного росту навантаження протягом подальших 10 років. Вибране устаткування також враховує можливість розвитку на подальші 10 років.

1.2 Схеми електричних з'єднань.

Схеми електричних з'єднань можуть бути виконані з однією несекціонованою або секціонованою системою шин.

1.2.1 Схеми електроживлення електроприймачів III-ї категорії.

Для електропостачання електроприймачів III-ї категорії достатньо мати одне незалежне джерело живлення G (рисунок 1.1) [1, 2, 3, 4].

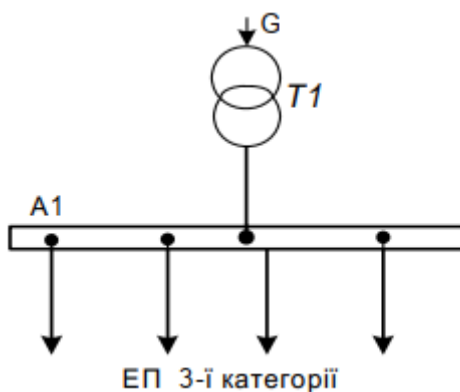


Рисунок 1.1 - Електропостачання електроприймачів III-ї категорії

В випадку відмови джерела живлення G потрібно протягом однієї доби (24 години) відновити електропостачання [5]. Тому, електричні приймачі III-ї категорії, як правило, підключають до однієї несекціонованої системи шин. При цьому використовується найдешевший варіант підключення.

1.2.2 Схеми електроживлення електроприймачів II-ї категорії.

Електропостачання електроприймачів II-ї категорії, згідно із [5], потрібно здійснювати від двох незалежних електричних джерел живлення (вводів). В випадку відмови одного із джерел потрібно передбачити можливість ручного підключення до іншого джерела.

За наявності на ПС двох централізованих вводів $G1$ та $G2$ електричні приймачі II-ї категорії доцільно підключати до однієї із двох секцій шин $B1$ та $B2$ (рис. 2.2, *a*) [1]. Між двома секціями встановлюють секційний вимикач $S3$.

В випадку відмови одного з вводів, для прикладу $G1$, ручним методом вимикають ввідний вимикач $S1$, після цього замикається секційний вимикач $S3$. Усі електричні приймачі секції $B1$ перемикаються на електропостачання від електричного джерела $G2$.

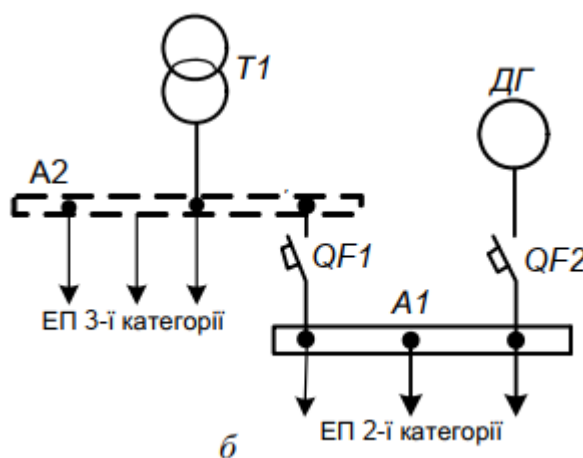
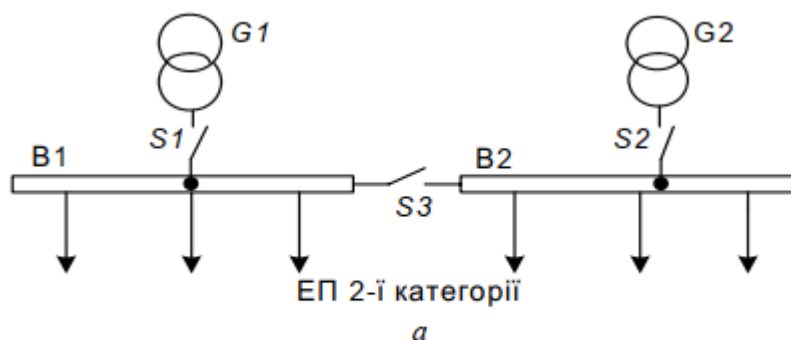


Рисунок 1.2 - Схеми електроживлення електроприймачів II-ї категорії.

Якщо на ПС встановлений один трансформатор (основний централізований ввід), тоді, як резервне джерело живлення, можна використати автономний дизель-генератор (рисунок 1.2, *б*) [1]. При справному основному вводі шини $A1$ електричні приймачі II-ї категорії підключені до нього (автомат $QF1$ включений). В випадку відмови основного із вводів, автомат $QF1$

вимикається, ручним способом запускається дизель-генератор та вмикається автомат $QF2$. Електричні приймачі II-ї категорії переходять на електроживлення від автономного джерела живлення. За наявності на ПС потужних електричних приймачів III-ї категорії для них правильно було б передбачити окремі шини $A2$ (пунктиром показані на рисунку 2.2). На ці шини електрична енергія від дизель-генератора подаватися не може.

1.2.3 Схеми електроживлення електроприймачів I-ї категорії.

Відповідно до [5] електроприймачі I-ї категорії повинні отримувати електричну енергію від двох незалежних джерел живлення з автоматичним підключенням до резервного джерела (вводу).

За наявності на ПС двох незалежних централізованих високовольтних введів $G1$ та $G2$ (рисунок 1.3, *a*) [1] та двох трансформаторів $T1$ та $T2$ електричні приймачі I-ї категорії доцільно заживляти від однієї із двох секцій шин $B1$ чи $B2$. В нормальному режимі кожна із секцій та відповідні електроприймачі підключені до свого джерела.

В випадку відмови одного із джерел живлення, для прикладу, $G2$, за сигналом пристрою автоматичного включення резерву, відбувається вимкнення ввідного автомату II секції $QF2$, а згодом ввімкнення секційного автомату $QF3$.

Час переключення секції $B2$ на резервне джерело живлення $G1$ зазвичай не перевищує $1-3$ с. За наявності електричних приймачів II-ї і III-ї категорій великої потужності для їх живлення доцільно відокремити окрему шину.

В випадку, коли сумарна потужність таких електричних приймачів невелика, їх можна підключати безпосередньо до шин $B1$ та $B2$.

В випадку вводу у ПС тільки одного централізованого джерела живлення (рисунок 1.3, *б*) як друге доцільно використовувати автономне джерело живлення, для прикладу, автоматизовані дизельні генератори.

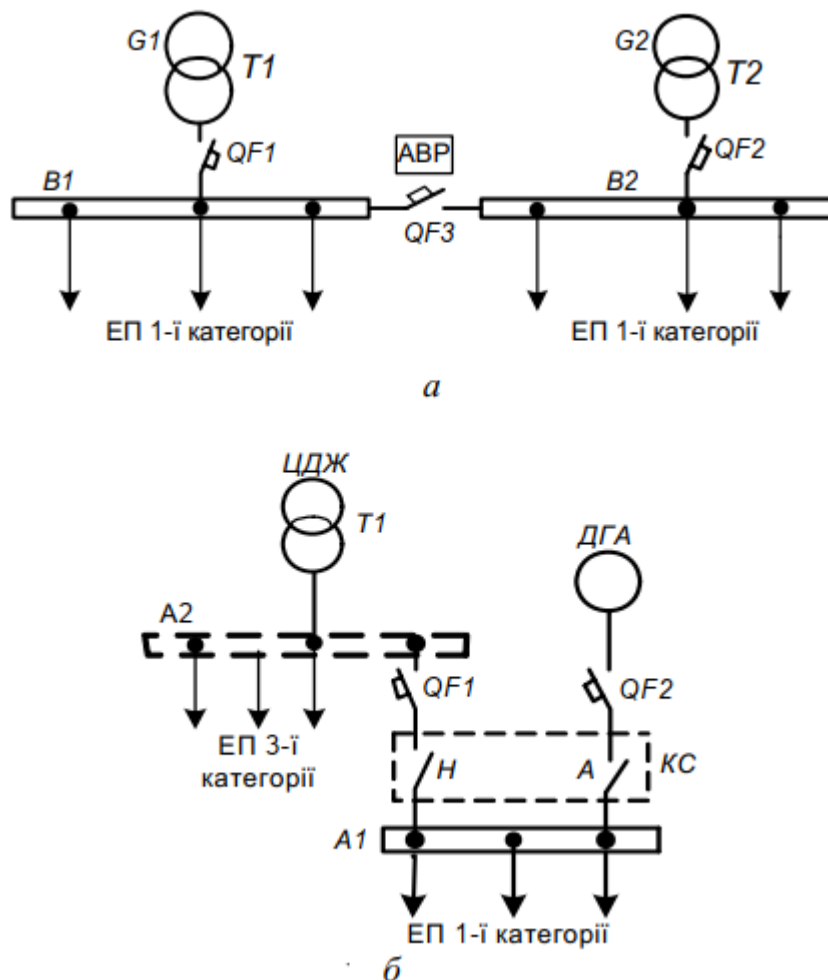


Рисунок 1.3 - Схеми електроживлення електроприймачів I-ї категорії.

У нормальному режимі електричні приймачі I-ї категорії одержують електричну енергію через ввімкнений контактор H контакторної станції (автомати $QF1$ та $QF2$ ввімкнені). В випадку відмови централізованого джерела контактор H вимикається, одночасно подається команда на запуск автономного джерела живлення. В той момент, коли напруга на генераторі досягає номінального значення, спрацьовує контактор A , підключаючи шини $A1$ до резервного джерела живлення.

За присутності на об'єктах великих електричних приймачів II-ї категорії для їх живлення потрібно виділити окрему шину $A2$ (показана пунктиром на рисунку 1.3, б). З роботи схеми видно, що резервне джерело живлення живити шину $A2$ не може, отже його потужність потрібно вибрати в залежності від сумарної потужності електричних приймачів шин $A1$, із врахуванням одночасності їх роботи.

1.3 Постановка задач

1. Провести вибір числа, потужності та режиму роботи силових трансформаторів підстанції;
2. Провести вибір головної схеми електричних з'єднань для високої та низької сторін трансформаторної підстанції;
3. Провести вибір числа та потужності трансформаторів власних потреб, а також запропонувати схему власних потреб підстанції;
4. Провести розрахунок струмів короткого замикання;
5. Провести вибір вимикачів, роз'єднувачів, вимірювальних трансформаторів струму та напруги;
6. Провести вибір струмоведучих частин для розподільчих пристроїв; вибір ізоляторів;
7. Провести розрахунок і аналіз усталеного режиму роботи ділянки мережі в режимі максимальних, а також післяаварійних режимах.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Вибір числа та потужності силових трансформаторів.

На ПС встановлюються 2 силових трансформатора типу ТМН-6300/110 і ТМ-6300/110, що працюють паралельно [11].

Вибір силових трансформаторів проводиться згідно умов:

$$\begin{aligned} U_{н.вн} &\geq U_{уст}; \\ U_{н.нн} &\geq U_{уст}; \\ S_{н.т} &\geq S_{ф.т} = 0,7 \cdot S_{max}. \end{aligned} \quad (2.1)$$

Загальне навантаження підстанції:

$$S_{max} = 9,36 \text{ МВА.}$$

В аварійному режимі:

$$\frac{S_{max}}{S_{н.т}} \leq 1,3 \div 1,4. \quad (2.2)$$

Перевіряємо відповідність трансформатора ТМ - 6300/110 умовам (2.1):

$$121 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$2 \cdot 6,3 \text{ МВА} \geq 6,552 \text{ МВА.}$$

Цей трансформатор є трифазним, масляним.

Перевіряємо відповідність трансформатора ТМН - 6300/110 умовам (2.1):

$$115 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

$$11 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$2 \cdot 6,3 \text{ МВА} \geq 6,552 \text{ МВА.}$$

Цей трансформатор є трифазним, масляним з РПН.

Обидва робочі трансформатори забезпечують найбільшу надійність електропостачання.

Здійснимо перевірку відповідно до (1.2):

$$9,36 / (2 \cdot 6,3) = 0,74 \leq 1,3 \div 1,4.$$

Отже, запропонований трансформатор пройшов перевірку.

В таблиці 2.1 наведено паспортні дані силового трансформатора.

Таблиця 2.1 - Паспортні дані силового трансформатора

Тип силового трансформатора		ТМ - 6300/110	ТМН-6300/110
$S_{н.т}$, МВА		6.3	6.3
Напруга обмоток, кВ	ВН	121± (2×2.5%)	115± (9×1,78%)
	НН	10,5	11
Втрати, кВт	$\Delta P_{x.x}$	11,5	11,5
	$\Delta P_{к.з}$	44	44
$U_{к.з}$, %		10,4	10,4
$i_{x.x}$, %		0,8	0,8
Розрахункові дані	R_T , Ом	14,7	14,7
	X_T , Ом	220,4	220,4
	ΔQ_x , кВАр	50,4	50,4

2.2 Визначення кількості ліній для усіх напруг.

2.2.1 Визначення кількості ліній на ВН.

На стороні високої напруги планується дві лінії підключення. Підключення ПС буде здійснено відгалуженням. Спорудження двох ліній є виправданим, оскільки потужність ПС під час максимального навантаження $S_{зав.мах} \approx 1,4 \cdot S_{н.т}$ становить близько 17,64 МВА. Пропускна спроможність лінії електропередач 110кВ становить приблизно 30 ÷ 45 МВт.

З точки зору надійності для живлення кожної секції по окремій ЛЕП спорудження другої лінії 110 кВ завдовжки 18,7 км буде економічно доцільним.

2.2.2 Визначення кількості ліній на НН.

На стороні низької напруги потрібно встановити 10 лінійних комірок. Це дасть можливість постачати електричну енергією усім споживачам.

2.3 Вибір схем розподільчих пристроїв.

На стороні високої напруги згідно [6] потрібно вибрати схему 110–4Н « Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку лінії ». Дана схема використовується для відгалужувальних підстанцій 220 кВ включно.

Встановивши на ВН вимикач, можна збільшити гнучкість схеми.

Ця схема проста, економічна, з можливістю розширення без корінної реконструкції.

Перевага схеми - при КЗ немає необхідності відключати усі кола, приєднані до цієї секції.

На стороні низької напруги приймається схема 10 (6) – 1 « Одна одинока секціонована вимикачем система шин ».

Секційний вимикач нормально відключений (також для обмеження струмів КЗ), на стороні 6–10 кВ, як правило, передбачається роздільна робота силових трансформаторів.

Переваги вибраних схем РП:

- схеми розподільних пристроїв забезпечують надійне живлення приєднаних електроспоживачів у всіх режимах згідно категорій навантаження;
- схеми забезпечують надійність транзиту потужності через підстанцію в усіх режимах відповідно до значення для даної ділянки електричної мережі;
- схеми прості, наочні, економічні і забезпечують відновлення живлення споживачів в післяаварійній ситуації без втручання персоналу;
- схеми здатні до розширення без корінної реконструкції.

2.4 Розрахунок власних потреб

2.4.1 Вибір оперативного струму

На підстанціях може застосовуватися: змінний, постійний та випрямлений оперативний струми. Джерелами випрямленого та змінного струму служать трансформатори власних потреб, постійного - акумуляторні батареї.

Рекомендується застосувати випрямлений оперативний постійний струм на підстанціях 110 кВ з одним або двома вимикачами ВН.

Надійність підвищується шляхом підключення трансформатора ВП між виводами НН трансформатора до ввідного вимикача.

Приймаємо випрямлений оперативний струм.

2.4.2 Розрахунок навантажень власних потреб ПС

Встановлену потужність приймачів визначимо по технічній документації.

При підрахунку навантажень слід врахувати, що приймачі ВП можуть мати неповне завантаження і працювати не одночасно і це враховується коефіцієнтом попиту k_n .

Визначивши усталену потужність приймачів цієї групи $P_{уст}$, можна підрахувати розрахункове навантаження:

$$P_{розр} = k_n \cdot P_{уст} \quad (2.3)$$

Прийнявши для освітлювального навантаження, обігріву $\cos \varphi = 1$, а для навантаження двигунами $\cos \varphi = 0,85$, визначають відповідний $tg \varphi$ і тоді:

$$Q_{розр} = P_{розр} \cdot tg \varphi \quad (2.4)$$

Усталене навантаження визначаємо згідно з формулами:

$$P_{уст} = I \cdot U \cdot \cos \varphi ; \quad (2.5)$$

$$Q_{уст} = P_{уст} \cdot tg \varphi , \quad (2.6)$$

Обчислені дані зведемо в таблицю 2.2

Таблиця 2.2 - Споживачі власних потреб ТП

Назва приймача	Потужність		cos φ	tg φ	k _п	Навантаження			
	Одиниці , кВт·к- сть	Всього кВт·го д				Літом		Зимово	
						P, кВт	Q, кВАр	P, кВт	Q, кВАр
Електропідігрів і сушка трансформаторів	1·100,0	100,0	1,0	0,0	0,20	20,0	-	20,0	-
Підігрівання приводів роз'єднувачів	12·0,6	7,2	1,0	0,0	1,0	-	-	7,2	-
Підігрівання релейних шаф	1·2,0	2,0	1,0	0,0	1,0	-	-	2,0	-
Підігрівання вимикачів 110 кВ	2·1,8	3,6	1,0	0,0	1,0	-	-	3,6	-
Освітлення коридору праців.	-	4	1	0	0,6	2,4	-	2,4	-
Шинки управління	4·0,6	2,4	1	0	1	2,4	-	2,4	-
Шинки сигналізації	2·0,6	1,2	1	0	1	1,2	-	1,2	-
Аварійна вентиляція	2·0,18	0,36	0,85	0,62	0,5	0,18	0,11	0,18	0,11
Разом:						26,18	0,11	38,98	0,11

Таким чином, розрахункове навантаження обчислюється за формулою:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (2.7)$$

Повні навантаження у зимовий та літній періоди становлять:

$$S_{\text{л}} = \sqrt{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2} = \sqrt{26,18^2 + 0,11^2} = 26,18 \text{ кВА};$$

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{38,98^2 + 0,11^2} = 38,98 \text{ кВА}.$$

Аварійне навантаження відсутнє.

2.4.3 Вибір ТВП

Для найбільш енергоспоживаного періоду:

$$S_{\text{розр}} = S_3 = 38,98 \text{ кВА.}$$

Число ТВП приймаємо 2.

Знаходимо потужність ТВП:

$$S_{\text{тсн}} \geq \frac{S_{\text{розр}}}{1,4} = \frac{38,98}{1,4} = 27,84 \text{ кВА.}$$

На підстанції встановлені 2 трансформатори власних потреб ТМ-40/10/0,4.

Таблиця 2.3 - Паспортні дані трансформатора ТМ-40/10/0,4

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Напруга обмотки		Втрати, Вт		U _к	I _х
		ВН	НН	P _х	P _к	%	%
ТМ-40/10/0,4	40	10	4	175	880	4,5	3

Проведемо перевірку:

$$\frac{S_{\text{розр}} + S_{\text{рем}}}{2 \cdot S_{\text{тсн}}} = \frac{38,98 + 0}{2 \cdot 40} = 0,48 \leq 1,15, 1,20,$$

перевантаження не буде.

На підстанції з випрямленим оперативним струмом ТВП приєднується між виводами НН трансформатора до ввідного вимикача. Конструктивно це складніше рішення. Воно вимагає додаткових струмопроводів зовнішньої установки.

Запропоновану схему власних потреб підстанції 110/10 кВ “Лісоводи” зображено в графічній частині роботи.

2.5 Розрахунок струмів короткого замикання.

2.5.1 Розрахунок струмів КЗ в нормальному режимі роботи.

2.5.1.1 Складання схеми заміщення підстанції.

Складемо розрахункову схему проектованої підстанції (графічна частина роботи).

Складемо схему заміщення (графічна частина роботи).

Розрахуємо усі опори у відносних одиницях. Прийнемо $S_{\sigma}=1000$ МВА.

Опір системи:

$$x_1 = x_{н,с*} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н,с}} = 1,7 \cdot \frac{1000}{1800} = 0,944, \quad (2.8)$$

де $S_{н,с}$ - потужність системи у відносних одиницях;

$x_{н,с*}$ - опір системи у відносних одиницях.

Опір ліній електропередачі (ЛЕП):

$$x_2 = x_{уд.вл} \cdot \ell_{вл2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср.к.з.}^2} = 0,4 \cdot 18,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,593; \quad (2.9)$$

де $\ell_{вл2}$ - довжина ЛЕП відповідно повітряної і кабельної;

$x_{уд}$ - питомий опір ЛЕП [6];

$U_{ср.к.з.}$ - напруга в ЛЕП, взята по ряду середньої напруги, ближча до напруги в точці короткого замикання.

Оскільки трансформатор є двохобмотковим, то опори обмоток трансформатора відповідно до [6] визначаються по формулах:

$$x_3 = x_4 = \frac{U_{квн-нн\%} \cdot S_{\sigma}}{100\% \cdot S_{н.т}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 6,3} = 16,667 \quad (2.10)$$

де $U_{квн-нн\%}$ - напруга КЗ [6].

2.5.1.2 Розрахунок струму КЗ в точці К1.

Схема заміщення, без врахування тих опорів, по яких струм у точку КЗ не тече.

Знайдемо результуючий опір, для цього складемо опір системи і лінії, отримаємо:

$$x_{рез} = x_1 + x_2 = 0,944 + 0,593 = 1,537 \quad (2.11)$$

Періодична складова струму КЗ у момент КЗ:

$$I_{п.о} = \frac{E_*'' \cdot I_6}{x_{рез}}, \quad (2.12)$$

де $E_*'' = 1$, оскільки джерелом є система, тобто джерело нескінченної потужності при $U_{cp} = 115$ кВ, I_6 - базисний струм, кА.

Знаходиться по формулі:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.к.з.}} = \frac{1000MVA}{\sqrt{3} \cdot 115кВ} = 5,02 \quad (2.13)$$

$$I_{п.о} = \frac{1 \cdot 5,02}{1,537} = 3,26 \text{ кА}$$

По формулі визначається ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,26 \cdot 1,61 = 7,413 \text{ кА}, \quad (2.14)$$

де $k_y = 1,61$ - ударний коефіцієнт [7, 8].

Аперіодична складова струму КЗ у момент розмикання контактів:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,26 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,025}} = 0,94 \text{ кА}, \quad (2.15)$$

де τ - час розведення контактів вимикача, $T_a = 0,025$ с. - постійна часу [7, 8].

$$\tau = 0,01 + t_{в.в.відкл}, \quad (2.16)$$

де $t_{в.в.відкл}$ - власний час відключення вимикача, $t_{в.в.відкл} = 0,03$ с.

$$\tau = 0,01 + t_{в.в.відкл} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

Періодична складова струму КЗ в момент розмикання контактів вимикача рівна: $I_{п,\tau} = I_{п,0} = 3,26$ кА, оскільки система С є джерелом нескінченної потужності.

2.5.1.3 Розрахунок струмів короткого замикання у точці К2

Робимо розрахунок струмів короткого замикання для точки К2, при КЗ на шинах 10 кВ при включеному секційному вимикачі.

Виконаємо перетворення для точки К2. Для точки К2 буде одна генеруюча вітка:

$$x_{рез} = x_1 + x_2 + \frac{x_3}{2} = 0,944 + 0,593 + 8,333 = 9,87 \quad (2.17)$$

Періодичну складову струму КЗ у момент КЗ знаходять по формулі:

$$I_{п,0} = \frac{E_*'' \cdot I_6}{x_{рез}}, \quad (2.18)$$

$$E_*'' = 1, U_{cp} = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp,к.з.}} = \frac{1000 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ}} = 54,985 \text{ кА}$$

$$I_{п,0} = \frac{1 \cdot 54,985}{9,87} = 5,57 \text{ кА};$$

Ударний струм визначається по формулі:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{н,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 5,57 \cdot 1,61 = 12,68 \text{ кА},$$

де $k_y = 1.61$ - ударний коефіцієнт [7, 8].

Аперіодична складова струму КЗ в момент розмикання контактів:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,57 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,04}} = 3,82 \text{ кА},$$

де τ - час розмикання контактів, $T_a = 0,04$ с. - постійна часу [7, 8].

$$\tau = 0,01 + t_{в.в.відкл},$$

де $t_{в.в.відкл}$ - власний час відключення вимикача, $t_{в.в.відкл} = 0,02$ с.

$$\tau = 0,01 + t_{в.в.відкл} = 0,01 + 0,02 = 0,03 \text{ с}$$

Періодична складова струму короткого замикання у момент розмикання контактів вимикача рівна: $I_{п,\tau} = I_{п,0} = 5,57$ кА, оскільки система С є джерелом нескінченної потужності.

2.5.1.4 Розрахунок струмів короткого замикання для точки К2 при відключеному секційному вимикачі

Виконаємо перетворення для точки К2. Для точки К2 буде одна генеруюча вітка:

$$X_{рез} = X_1 + X_2 + X_3 = 0,944 + 0,593 + 16,667 = 18,204.$$

Складаємо променеву схему, яка приведена в графічній частині роботи.

Періодична складова струму короткого замикання у момент короткого замикання розраховується по формулі:

$$I_{п,0} = \frac{E_*'' \cdot I_6}{x_{рез}},$$

де $E_*'' = 1$ при $U_{cp} = 10,5$ кВ,

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.к.з.}} = \frac{1000 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ}} = 54,985;$$

$$I_{п,0} = \frac{1 \cdot 54,985}{18,204} = 3,02 \text{ кА}.$$

Ударний струм визначається по формулі:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,02 \cdot 1,61 = 6,87 \text{ кА},$$

де $k_y = 1,61$ - ударний коефіцієнт [7, 8].

Аперіодична складова струму К3 в момент розведення контактів вимикача:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,02 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,04}} = 2,02 \text{ кА},$$

де τ - час розведення контактів вимикача, $T_a = 0,04$ с. - постійна часу [7, 8].

$$\tau = 0,01 + t_{в.в.відкл},$$

де $t_{в.в.відкл}$ - власний час відключення вимикача, $t_{в.в.відкл} = 0,02$ с.

$$\tau = 0,01 + t_{\text{в.в.відкл}} = 0,01 + 0,02 = 0,03\text{с}$$

Періодична складова струму короткого замикання у момент розмикання контактів вимикача рівна: $I_{п,\tau} = I_{п,0} = 3,02$ кА, оскільки система С є джерелом нескінченної потужності.

Складаємо таблицю струмів короткого замикання:

Таблиця 2.4 - Струми короткого замикання

Точки короткого замикання	Найменування вітки	Значення $I_{к.з.}$, кА			
		$I_{п.0.}$, кА	I_y , кА	$i_{a,\tau}$, кА	$i_{п,\tau}$, кА
К-1, РПВН 110 кВ	Система	3,26	7,41	0,94	3,26
К-2, РПНН 10 кВ, QB - включений	Система	5,57	12,68	3,82	5,57
К-2, РПНН 10 кВ, QB - вимкнений	Система	3,02	6,87	2,02	3,02

2.6 Вибір вимикачів у колах РП – 110 кВ.

Згідно ПУЕ [5] РП 35 кВ і вище повинні виконуватися відкритими, але якщо устаткування 35-220 кВ розташовується поблизу підприємств з хімічно агресивним середовищем або в районах крайньої півночі, то РП виконується закритими.

За даними умовами вибираються вимикачі:

$$U_{\text{нв.викл}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (2.19)$$

$$I_{\text{Н.ВИКЛ}} \geq I_{\text{НОМ,КОЛА}}; \quad (2.20)$$

$$I_{\text{Н.ВИКЛ}} \geq I_{\text{МАХ,КОЛА}} \quad (2.21)$$

де $U_{\text{Н.ВИКЛ}}$, $I_{\text{Н.ВИКЛ}}$ - номінальна напруга і номінальний струм вимикача відповідно;

$I_{\text{МАХ.КОЛА}}$ - максимальний струм кола;

$I_{\text{НОМ.КОЛА}}$ - номінальний струм кола.

Вибраний вимикач необхідно перевірити за наступними умовами:

1) На відключаючу здатність:

$$I_{\text{ВІДКЛ.ВИМ}} \geq I_{\text{н,τ}}, \quad (2.22)$$

де $I_{\text{ВІДКЛ.ВИМ}}$ - номінальний струм відключення вимикача,

$I_{\text{н,τ}}$ - визначається при розрахунках струмів КЗ.

2) Відключення аперіодичної складової:

$$I_{\text{АНОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \%}{100\%} \cdot I_{\text{відкл.вим.}} \geq i_{\text{а,τ}}, \quad (2.23)$$

де $\beta_{\text{н}} \%$ - зміст аперіодичної складової у струмі короткого замикання. $\beta_{\text{н}} \%$ визначається по графіку.

$$\tau = (\tau_{\text{РЗ}} + t_{\text{П.ВІДКЛ}}),$$

$\tau_{\text{РЗ}}$ - мінімальна дія релейного захисту, $\tau_{\text{РЗ}} = 0.01$ с.

Нормоване значення $\beta_{\text{н}}$ визначається для моменту розбіжності контактів:

$$\tau = t_{\text{ЗМН}} + t_{\text{С.В}} = 0,01 + t_{\text{С.В}},$$

де $I_{\text{ВІДКЛ.ВИМ}}$ - повний час відключення вимикача,

$i_{\text{а,τ}}$ - визначається при розрахунках струмів КЗ.

3) На електродинамічну стійкість:

$$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{У}}, \quad (2.24)$$

де $i_{\text{ДИН}}$ - граничний струм електродинамічної стійкості,

$i_{\text{У}}$ - визначається при розрахунках струмів КЗ.

4) На термічну стійкість:

$$B_{\text{к.доп}} \geq B_{\text{к.розр}}. \quad (2.25)$$

$$B_{\text{к.доп}} = I_t^2 \cdot t_T,$$

де I_t - граничний струм термічної стійкості,

t_T - час протікання струму термічної стійкості (по паспорту).

$$\beta_{\text{кдоп}} = I_T^2 \cdot t_T \leq \beta_{\text{крозр}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{с.з.}} + t_{\text{о.в}} + Ta), \quad (2.26)$$

$$t_{\text{вдкл}} = 0,1 + t_{\text{п.о.от}},$$

$t_{\text{с.з.}} = 0,1$ с. - максимальний час дії релейного захисту

$I_{\text{н.о}}$ - визначається при розрахунках струмів КЗ.

На підстанції «Лісоводи» встановлені відокремлювачі і короткозамикачі ОДЗ-2-110/1000, КЗ-110.

Оскільки ці комутаційні апарати виробили свій ресурс, а також для підвищення надійності транзиту 110 кВ, на ПС слід встановити замість відокремлювачів і короткозамикачів сучасні вимикачі ВЕБ-110, що дозволяють швидше визначати і локалізувати місця ушкоджень, тим самим, знижуючи недовідпуск електроенергії.

Вимикачі в РПВН 110 кВ встановлюватимуться на ВРП, так як проєктована ПС не знаходиться поблизу підприємства з хімічно активним середовищем або в умовах Крайньої Півночі.

У колах РП-110 кВ найпотужнішим приєднанням є приєднання ЛЕП 110 кВ.

Вибираємо вимикач ВЕБ - 110 П - 40/2000У1.

Таблиця 2.5 - Паспортні дані вимикача ВЕБ – 110

Тип	$U_{\text{ном}}$ кВ	$I_{\text{ном}}$ кА	$I_{\text{вдкл,ном}}$ кА	$\beta_{\text{н}}$ %	$i_{\text{дин}}$ кА	$I_{\text{дин}}$ кА	$i_{\text{вкл,ном}}$ кА	$I_{\text{вкл,ном}}$ кА	$I_{\text{тер}}$ кА	$t_{\text{тер}}$ с	$t_{\text{с,в}}$ с	$t_{\text{п,в}}$ с
ВЕБ-110	110	2	40	40	102	40	40	3	0,035	0,05

Вимикачі вибирається за умовами (2.19-2.21):

1) $110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$.

2) Номінальний струм кола:

$$I_{\text{ном}} = (0,65 \div 0,7) \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,7 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 23,146 \text{ А}$$

$$2000 \text{ А} \geq 23,146 \text{ А}.$$

3) Максимальний струм кола:

$$I_{\text{max}} = (1,3 \div 1,4) \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,292 \text{ А},$$

$$2000 \text{ А} \geq 46,292 \text{ А}.$$

Виберемо для приєднань ВРПІ – 110 кВ елегазовий вимикач ВЕБ - 110 ІІ - 40 / 2000У1 із вбудованими трансформаторами струму ТБ-110.

Перевіримо вибране устаткування за умовами (2.22-2.25) і результат перевірки зведемо в таблицю 2.6.

Перевіряються вимикачі:

1) На номінальний струм відключення:

$$40 \text{ кА} \geq 3,26 \text{ кА}.$$

2) На можливість відключення аперіодичної складової:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,62 \geq 0,94 \text{ кА} . \text{ із вбудованими}$$

трансформаторами струму ТБ-110

3) На електродинамічну стійкість:

$$102 \text{ кА} \geq 7,41 \text{ кА}.$$

4) На термічну стійкість:

$$B_{\text{к.доп}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

$$B_{\text{к.розр}} = 3,26^2 \cdot (0,135 + 0,05) = 2,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

$$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 2,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Таким чином, приймаємо вимикачі ВЕБ - 110 ІІ - 40/2000У1, так як вони проходять за усіма умовами вибору і перевірки.

Таблиця 2.6 - Паспортні і розрахункові дані вимикачів

Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} \leq U_{ном.вим} (кВ)$	110	110
$I_{ном} \leq I_{ном.вим} (кА)$	23,146	2000
$I_{max} \leq I_{ном.вим} (кА)$	46,292	2000
$B_{к,розр} \leq B_{к.дан.} (кА^2 \cdot с)$	2,02	4800
$i_{дин} \geq i_y (кА)$	7,41	102
$I_{н.відк.} \geq I_{н,\tau} (кА)$	3,26	40

Основні особливості і переваги вимикачів цієї серії:

- наявність вбудованих трансформаторів струму (з високим класом точності);
- застосування чистого елегазу;
- експлуатація як в помірному, так і в холодному кліматах (до $- 550 \text{ }^\circ\text{C}$);
- автоматичне включення і відключення електропідігріву елегазу;
- високий механічний і комутаційний ресурс;
- малі габаритні розміри і маса вимикача;
- збільшений (в порівнянні з іншими типами вимикачів) міжремонтний період - 20 років, термін експлуатації - 40 років і гарантійний період - 5 років;
- високі пожежо- та вибухобезпечність.

2.7 Вибір роз'єднувачів.

Вибір роз'єднувачів здійснюють за умовами:

$$\begin{aligned}
 U_{н.роз'єдн} &\geq U_{уст}; \\
 I_{н.роз'єдн} &\geq I_{ном}; \\
 I_{н.роз'єдн} &\geq I_{max}.
 \end{aligned}
 \tag{2.27}$$

Вибраного роз'єднувача потрібно перевірити:

- на електродинамічну стійкість у режимі КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}; \quad (2.28)$$

- на термічну стійкість:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}. \quad (2.29)$$

2.7.1 Вибір роз'єднувачів на РП 110 кВ

На стороні ВН 110 кВ встановлюються сучасніші з поліпшеними експлуатаційними властивостями роз'єднувачі типу РГН - 100/1000 УХЛ і що мають значно менші габарити, чим раніше встановлені на підстанції роз'єднувачі типу РЛНД.

Встановлюються 2 різні типи роз'єднувачів РГН-1-110 – II / 1000УХЛ1 (із 1 комплектом заземляючих ножів) та РГН-2-110 – II / 1000УХЛ1 (із 2 комплектами заземляючих ножів).

Роз'єднувачі складаються з головної струмоведучої системи опорної ізоляції і несучої рами. Контактні ножі роз'єднувачів на номінальну напругу 110 кВ виконані з мідних шин.

Потрібно перевірити відповідність даного роз'єднувача згідно (2.27), (2.27) і (2.29). Наведемо в таблиці 2.7 результати перевірки.

Таблиця 2.7 - Порівняння параметрів

Умови вибору та перевірки	Величини розрахункові	Дані роз'єднувача з каталогу
$U_{\text{н.розєдн}} \geq U_{\text{уст}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{н.розєдн}} \geq I_{\text{норм}}$	23,146 А	1000 А
$I_{\text{н.розєдн}} \geq I_{\text{мах}}$	46,292 А	1000 А
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	7,41 кА	80 кА
$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$	3,26 кА	31,5 кА
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{\text{а}})$	1,64 кА ² ·с	$B_{\text{к.дан}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ 1875 кА ² ·с

Роз'єднувачі відповідають параметрам.

2.7.2 Вибір вимикачів і роз'єднувачів в колах РП-10 кВ

На підстанції на стороні НН встановлений комплектний розподільний пристрій (КРП) з маломасляними вимикачами типу ВК. Рекомендується встановити на стороні НН вакуумні вимикачі типу ВВУ-СЕЩ-ПЗ-10-20/1000.

Конструктивною особливістю вимикача є його універсальність - можливість установки електромагнітного або пружинно-моторного приводу, простота конструкції, висока надійність, легко вбудовується в різні типи КСО і КРП, високий комутаційний ресурс, вимикач має механізм підтискання контактів, не вимагає додаткових регулювань упродовж усього терміну служби.

Нові вакуумні вимикачі мають більш високі показники надійності.

Головною причиною заміни масляних вимикачів на вакуумні стала сильна зношеність апаратів, а також труднощі в їх експлуатації.

Розрахунок ведеться аналогічно попередньому пункту.

Паспортні і розрахункові дані вимикачів і роз'єднувачів зведемо в таблиці.

Таблиця 2.8 - Паспортні і розрахункові дані вимикачів

Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} \leq U_{ном.вим} (кВ)$	10	10
$I_{норм} \leq I_{ном.вим} (А)$	23,146	630
$I_{max} \leq I_{ном.вим} (А)$	46,292	630
$B_{к,розр} \leq B_{к,дан.} (кА^2 \cdot с)$	1,91	1200
$i_{дин} \geq i_y (кА)$	7,41	52
$I_{н.відкл.} \geq I_{н,т} (кА)$	3,26	20

Приймаємо на підходящих лініях вимикачі ВВУ-СЕЩ-ПЗ-10-20/1000, так як вони проходять за усіма умовами вибору і перевірки.

2.7.3 Вибір вимикачів в колах вводу РП-10 кВ

Намічаємо до установки вимикачі ВВ/TEL - 10-20/1000 У1.

Вимикачі вибираються за умовами (2.19-2.21):

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$1000\text{А} \geq 254,611\text{А};$$

$$1000\text{А} \geq 509,223\text{А}.$$

Перевіримо вимикачі за умовами (2.22-2.25):

1) На номінальний струм відключення:

$$16 \text{ кА} \geq 3,02 \text{ кА};$$

2) На можливість відключення аперіодичної складової:

$$\beta_{\%} = 45\%, \text{ так як } \tau = 0,01 + 0,02 = 0,03 \text{ с.}$$

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{45\%}{100\%} \cdot 16 = 10,18 \text{ кА} \geq 2,02 \text{ кА};$$

3) На електродинамічну стійкість:

$$50 \text{ кА} \geq 6,87 \text{ кА};$$

4) На термічну стійкість:

$$B_{\text{к.доп}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{к.розр.}} = 3,02^2 \cdot (0,17 + 0,15) = 2,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 2,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Приймаємо вимикачі ВВ/TEL - 10 - 20/1000У1, так як вони проходять за усіма умовами вибору і перевірки.

2.8 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

2.8.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму для РП-110 кВ

Трансформатори струму вибираються за умовами:

$$U_{\text{н.та}} \geq U_{\text{уст}};$$

$$I_{\text{н.та}} \geq I_{\text{н.кола}}; \tag{2.30}$$

$$I_{\text{н.та}} \geq I_{\text{макс-кола}}$$

де для зменшення похибок первинний струм трансформатора має бути як можна ближчий до дійсного струму кола [10].

$I_{1н}$ - первинний струм трансформатора;

$I_{н,кола}$ - номінальний струм кола, в якому вибирається ТС;

$I_{МАХ>КОЛА}$ - максимальний струм кола, в якому вибирається ТС.

Вибрані трансформатори перевіряються за умовами:

1) На електродинамічну стійкість:

$$k_{ЕД} \cdot I_{НІТА} = i_y, \quad (2.31)$$

де $k_{ЕД}$ - номінальна гранична кратність.

2) На термічну стійкість:

$$B_{к.доп} \geq B_{к.розр}, \quad (2.32)$$

$$B_{к.доп} = I_t^2 \cdot t_T,$$

де t_T - час протікання струму термічної стійкості (по паспорту);

I_t - граничний струм термічної стійкості.

$B_{к.розр}$ - визначається при виборі вимикачів.

3) На вторинне навантаження:

$$Z_{2н} \geq Z_{розр}. \quad (2.33)$$

Оскільки індуктивний опір вторинного кола ТС малий, то приймаємо:

$$Z_{2н} \approx R_{2н},$$

$$Z_{розр2} \approx R_{розр2}. \quad (2.34)$$

$$R_{2н} = 1,2 \quad (с.314, [7])$$

$$R_{розр2} = R_{ПРИЛАДІВ} + R_{ПРОВОДІВ} + R_{КОНТАКТІВ} \quad (2.35)$$

$$R_{ПРИЛАДІВ} = \frac{\sum S_{ПРИЛАДІВ}}{I_{НІТА}^2}; \quad (2.36)$$

$R_{КОНТАКТІВ} = 0,05 \text{ Ом}$ при числі приладів до трьох включно

= 0.1 Ом при числі приладів більше трьох;

$R_{проводів}$ обчислюємо з:

$$R_{\text{ПРОВОДІВ}} = R_{\text{Н2}} - R_{\text{ПРИЛАДІВ}} - R_{\text{КОНТАКТІВ}} \quad (2.37)$$

Знаючи R дротів можемо знайти переріз дроту:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{РОЗР}}}{R_{\text{ПРОВОДІВ}}}, \quad (2.38)$$

де ρ - питомий опір дротів (для алюмінію $0.0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{м}}{\text{мм}^2}$).

Знаходимо дійсний опір:

$$R_{\text{ПРОВОДІВ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{РОЗР}}}{S}, \quad (2.39)$$

і робимо перевірку:

$$R_{\text{Н2}} \geq R_{\text{РОЗР2}} = R_{\text{ПРИЛАДІВ}} + R_{\text{ПРОВОДІВ}} + R_{\text{КОНТАКТІВ}} \quad (2.40)$$

Умови вибору трансформаторів напруги:

$$U_{\text{НТН}} \geq U_{\text{УСТ}}; \quad (2.41)$$

$$\text{X} / \text{X} / \text{X} / \text{X}; \quad (2.42)$$

$$S_{\text{2ННТ}} \geq S_{\text{РОЗР2}}. \quad (2.43)$$

Таблиця 2.9 - Паспортні дані трансформатора струму ТБ-110

Тип	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, А		Варіанти виконання вторинних обмоток	Номінальне навантаження, Ом, в класі				Номінальна гранична кратність
		Первинний	Вторинний		0,5	1	3	10Р	
ТБ - 110 - II - 200/5-У2, ХЛ2	110	200	5	200/5	0,8	...	50

На ВРП 110 кВ встановлені вимикачі ВЕБ – 110, а вони мають вбудовані трансформатори струму типу ТБ-110. Намічаємо ТС ТБ-110 - II - 200/5

Трансформатори струму вибираються за умовами (2.31):

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

$$200 \text{ А} \geq 23.146 \text{ А};$$

$$200 \text{ А} \geq 46.292 \text{ А}.$$

Перевірка ТС:

1) На електродинамічну стійкість по формулі (2.31):

$$20 \cdot 0,8 = 16 \text{ кА} \geq 7.41 \text{ кА};$$

2) На термічну стійкість по формулі (2.32):

$$B_{\text{к.доп}} = I_t^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 2,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Складемо таблицю приладів, що підключаються до ТС:

Таблиця 2.10 - Прилади, що підключаються до ТС

Найменування	Тип	Споживана потужність, ВА
Амперметр	Е-350	0,5
Ватметр	Д-335	1,5
Варметр	Д-304	1,5
Лічильник активної енергії на тупік.потреб.лініях	ЦЕ6805В	1
Лічильник реактив.енергії на тупік.потреб.лініях	Ц6811	1
Разом:		5,5

$$R_{\text{прил.}} = \frac{\sum S_{\text{прил.}}}{I_{\text{н2тА}}^2}; R_{\text{приладів}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}, R_{\text{контактів}} = 0,1 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{н2тт}} = 1,2 \text{ Ом}; R_{\text{проводів}} = 1,2 - 0,22 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом};$$

На підстанції 110 кВ і вище приймаємо алюмінієві дроти.

$$S = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,88} = 3,21 \text{ мм}^2,$$

Згідно ПУЕ [5], переріз алюмінієвих дротів має бути не менше 4 мм^2 , так як $3.21 \text{ мм}^2 < 6 \text{ мм}^2$, тому вибираємо алюмінієвий дріт перерізом 6 мм АКВВГ-6.

Знаходимо дійсний опір дротів:

$$R_{\text{ПРОВОДІВ}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 0,47 \text{ Ом};$$

і робимо кінцеву перевірку:

$$R_{\text{Н2}} = 0,8 \geq R_{\text{РОЗР2}} = 0,22 + 0,7 + 0,1 = 0,79 \text{ Ом}.$$

Трансформатор струму ТБ-110 - II - 200/5 підходить за усіма умовами.

2.8.2 Вибір вимірювальних трансформаторів струму для РП-10 кВ

Вибираємо ТС ТЛМ - 10-600/5 (трансформатор струму з литою ізоляцією, модернізований).

Трансформатори струму розраховані для експлуатації в районах з помірним кліматом і тропічним кліматом, виконання «П» і «Т» відповідно.

Розрахункові струми для вибору ТС:

$$I_{\text{норм}} = (0,65 \div 0,7) \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,7 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 254,611 \text{ А};$$

$$I_{\text{норм}} = (1,3 \div 1,4) \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,223 \text{ А};$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_{\text{к,дан}} = I_T^2 \cdot t_T = 23^2 \cdot 3 = 1587 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к,розр}} = I_{\text{П,О}}^2 (t_{\text{с.з.}} + t_{\text{о.в.}} + t_a) = 5,57^2 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,03) = 5,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

таким чином ТС по цій умові проходить, оскільки:

$$B_{\text{к,дан}} = 1587 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к,розр}} = 5,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{\text{пр,скв}} = 100 \text{ кА} \geq i_y = 12,68 \text{ кА}$$

по цій умові ТС також підходить.

Далі проведемо перевірку на вторинне навантаження.

Оскільки індуктивний опір приладів і дротів, що підключаються до вторинної обмотки ТС в порівнянні з активним опором малий, вважатимемо, що $z_{2H} \approx r_{2H}$. Тоді опір вторинної обмотки ТС:

$$r_{2\text{розр}} = r_{\text{прил}} + r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}}, \quad (2.44)$$

де $r_{\text{прил}}$ - опір приладів;

$r_{\text{конт}}$ - опір контактів;

$r_{\text{пров}}$ - опір провідників.

Для визначення $r_{\text{приб}}$ необхідно скласти таблицю 2.11.

Таблиця 2.11 - Перелік приладів і споживана ними потужність

Найменування приладу	Тип приладу	Споживана потужність, В·А.
Амперметр	Е-335	0,5
Ватметр	Д-335	0,5
Лічильник активної енергії	Ф68700	0,1
Лічильник реактивної енергії	Ф68700	0,1
Разом		1,2

Опір приладу знайдемо по наступній формулі:

$$r_{\text{прил}} = \frac{\sum S_{\text{прил.}}}{I_{2н,ТА}^2} = \frac{1,2}{5^2} = 0,048 \text{ Ом}, \quad (2.45)$$

де $\sum S$ сумарна потужність приладів,

$I_{2н,ТА}$ - вторинний струм ТС;

Опір контактів приймаємо рівним 0,1 Ом. Приймаємо

$$r_{2,\text{розр}} \approx r_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_{2Н,ТА}^2} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом},$$

де $S_{2Н}$ - номінальне навантаження вибраного ТС. Тоді,

$$r_{\text{пров}} = r_{2Н} - r_{\text{прил}} - r_{\text{конт}} = 0,6 - 0,048 - 0,1 = 0,452 \text{ Ом}.$$

Прийmemo довжину алюмінієвого дроту $l=50\text{м}$.

Визначаємо переріз дроту по формулі:

$$S_{\text{пров.}} = \frac{\rho \cdot \ell_{\text{розр.}}}{r_{\text{пров.}}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,452} = 3,13 \text{мм}^2, \quad (2.46)$$

де ρ - питомий опір матеріалу дроту (алюмінію).

Згідно з умовою міцності переріз алюмінієвого дроту не має бути менший 4мм^2 , тому округлимо отримане значення: $S_{\text{пров.}}=4 \text{мм}^2$.

Робимо перевірку:

$$r_{\text{пров.}} = \frac{\rho \cdot \ell_{\text{розр.}}}{S_{\text{пров.}}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,353 \text{Ом},$$

$$r_{2\text{розр}} = r_{\text{прил}} + r_{\text{конт}} + r_{\text{пров.}} = 0,048 + 0,1 + 0,353 = 0,501 \text{Ом}.$$

Отже, ТС проходить за цим критерієм перевірки, оскільки:

$$r_{2\text{Н}} = 0,6 \text{Ом} \geq r_{\text{розр}} = 0,501 \text{Ом}.$$

Вибираємо кабель АКВВБГ-7х4.

Паспортні та розрахункові дані вибраного ТС зводимо у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 - Паспортні та розрахункові дані ТС.

Умови	Дані розрахунків	Дані з паспорту
		ТЛМ-10
$U_{\text{Н}}, TA \geq U_{\text{уст}} \text{ (кВ)}$	10	10
$I_{1\text{Н}} \geq I_{\text{Н,кола}} \text{ (А)}$	254,611	600
$I_{1\text{Н}} \geq I_{\text{мах,кола}} \text{ (А)}$	509,223	600
$B_{\text{к.доп}} \geq B_{\text{к.розр}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	5,58	1587
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{у}} \text{ (кА)}$	12,68	100
$Z_{2\text{Н}} \geq Z_{2\text{розр}} \text{ (Ом)}$	0,501	0,6

Інші трансформатори струму не вибираються, оскільки вбудовані в КРПН.

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги для РП-110 кВ

ТН вибирається згідно наступних умов [10]:

- по напрузі:

$$U_{н.ТН} \geq U_{уст.}; \quad (2.47)$$

- за схемою з'єднання.

Вибраний ТН перевіряється згідно вторинного навантаження:

$$S_{2н} \geq S_{2роз}, \quad (2.48)$$

У РП-110 кВ встановлені ТН *НКФ-110-83У1* (трансформатор напруги каскадного типу у фарфоровій покривці).

Умови вибору трансформаторів напруги (2.10):

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

$$\lambda / \lambda / \Delta;$$

$$S_{2н ТН} \geq S_{Розр.2}.$$

Складемо таблицю вторинних навантажень:

Таблиця 2.13 - Таблиця вторинних навантажень

Назва кола і приладів		Тип	Потужність споживання 1 кат.	Кі-сть кат.	Кі-сть приладів	Срозр ВА
<i>ЛЕ 110</i>	Ватметр	<i>Д-335</i>	1,5	2,0	1,0	3,0
	Варметр	<i>Д-335</i>	1,5	2,0	1,0	3,0
	Фіксувальний прилад	ФІП	3,0	1,0	1,0	3,0
	Лічильник активної енергії	<i>ЦЕ6805В</i>	1,0	2,0	1,0	2,0
	Лічильник реактивної енергії	<i>ЦЕ6811</i>	1,0	2,0	1,0	2,0
Разом						13

$$S_{2H TH} = 100 \text{ МВА}$$

$$100 \text{ ВА} \geq 13 \text{ ВА.}$$

Цей трансформатор напруги підходить.

2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги РП-10 кВ

Перевіримо встановлені в РП 10 кВ ТН НАМІ-10 (трансформатор напруги трифазний антирезонансний).

Трифазні антирезонансні масляні трансформатори напруги серії НАМІ призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації приладам виміру, захисту пристроям автоматики, сигналізації і управління.

Умови вибору трансформаторів напруги:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$\star / \star / \triangle .$$

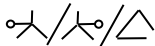
Складемо таблицю вторинних навантажень.

Таблиця 2.14 - Перелік приладів та потужність споживання

Назва кіл і приладів		Тип	Потужність споживання котушки	Кількість котушок	Кількість приладів	Срозр, ВА
Лінія 10 кВ	Лічильник активної енергії	ЦЕ6805В	1,0	2,0	4,0	8,0
	Лічильник реактивної енергії	ЦЕ6811	1,0	2,0	4,0	8,0
Коло трансформатора	Лічильник активної енергії	ЦЕ6805В	1,0	2,0	1,0	2,0
	Лічильник реактивної енергії	ЦЕ6811	1,0	2,0	1,0	2,0
Збірні шини:	Вольтметр	Е – 350	2,0	1,0	1,0	2,0
	Реєструвальний вольтметр	Н – 394	10,0	1,0	1,0	10,0
Разом:						332

$S_{2\text{ТН}}=200 \text{ ВА} \geq 32 \text{ ВА}$, значить, трансформатор напруги НАМІ - 10 підходить.

Таблиця 2.15 - Паспортні і розрахункові дані ТН НАМІ-10.

Умови вибору та перевірки	Величини розрахунку	Дані паспорту ТН
$U_{\text{н.тн}} \geq U_{\text{уст}}$	10 кВ	10 кВ
		
$S_{\text{н.тн}} \geq S_{2\Sigma}$	32 В·А	200 В·А

2.10 Вибір струмоведучих частин

2.10.1 Вибір струмоведучих частин РП – 110 кВ .

Переріз гнучких шин:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп.}}, \quad (2.49)$$

де I_{max} - струм найпотужнішого приєднання РП – 110 кВ ,

$I_{\text{доп.}}$ - допустимий тривалий струм, А.

Оскільки збірні шини по економічній щільності струму не вибираються, приймаємо переріз по допустимому струму.

Вичислимо струм для вибору шин 110 кВ :

$$I_{\text{max}} = (1,3 \div 1,4) \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,292 \text{ А} .$$

Як правило, шини 35-220 кВ виконуються гнучкими дротами марки АС.

На цій підстанції ошиновка виконана сталюалюмінієвим дротом марки АС-120/19, $d = 15,2 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$, радіус дроту: $r_0 = 0,76 \text{ см}$; відстань між фазами: $D = 300 \text{ см}$.

Вибрані шини перевіряються за умовами коронування

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (2.50)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (2.51)$$

Напруженість електричного поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.}}{r_0}}, \quad (2.52)$$

$$U = 1,1 \cdot U_{ном.}$$

Тоді,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,367 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{300 \cdot 1,26}{0,76}} = 20,899 \text{ кВ/см}.$$

Умова (2.47) має вигляд:

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 20,899 = 22,362 \leq 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 33,367 = 30,03;$$

$$22,362 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \leq 30,03 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Отже, ці шини із сталеалюмінієвих дротів проходять за усіма умовами.

2.10.2 Вибір струмоведучих частин для РП-10 кВ

Вибір струмоведучих частин для РП-10 кВ наведено в Додатку В.

2.11 Вибір ізоляторів

Умови вибору ізоляторів:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (2.65)$$

$$F_{розр} \leq F_{доп}; \quad (2.66)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{розр}, \quad (2.67)$$

Горизонтальне розташування:

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7}; \quad (2.68)$$

$$k_h = \frac{H_{\text{із}} + b + \frac{h}{2}}{H_{\text{із}}}. \quad (2.69)$$

Вибираємо опорні полімерні ізолятори ОТПК 4-110А-1: $F_{\text{розр}} = 4 \text{ кН}$,

$$H_{\text{із}} = 1020 \text{ мм.}$$

В порівнянні з традиційними фарфоровими ізоляторами полімерні ізолятори мають ряд переваг, основними серед яких є:

а) полімерні ізолятори не схильні до розтріскування і сколам, що забезпечує їх стійкість до актів вандалізму і виключає ризик ушкодження при транспортуванні, монтажі і експлуатації;

б) зважаючи на гідрофобність поверхні ізолятора і високої трекинг-ерозійної стійкості не потрібно їх очищення від промислових забруднень;

в) ізолятори мають більшу пробивну напругу і більш високі розрядні характеристики, ніж фарфорові;

г) підвищення надійності безаварійних робіт, виключення травматизму при механічному ушкодженні (на відміну від фарфорових ізоляторів).

Перевіримо на механічну міцність за умовами (2.66-2.67):

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н}; \quad H = 1020 + 16 + \frac{160}{2} = 1116 \text{ мм.}$$

Визначуваний поправочний коефіцієнт:

$$k_h = \frac{1116}{1020} = 1,09; \quad F_{\text{рjph}} = k_h \cdot F_i = 1,09 \cdot 0,46 = 0,48.$$

Сила, діюча на ізолятор:

$$F_i = 1,62 \cdot \frac{(i_{\text{уд}})^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = 1,73 \cdot \frac{7410^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 118,7 \text{ Н} = 0,118 \text{ кН};$$

$$F_{\text{розр.i}} \leq 0,6 \cdot F_{\text{розр.}}$$

$$0,118 \text{ кН} \leq 2,4 \text{ кН.}$$

Значить, вибраний ізолятор проходить за усіма умовами.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Завдання аналізу електричної мережі

У цьому розділі проведені аналіз і оцінка ділянки мережі, до якої підключається підстанція.

Електрична мережа забезпечує передачу потужностей і енергії від джерел живлення до споживачів. Режим роботи мережі характеризується станом мережі, конфігурацією прокладення ліній, величинами споживаної і генерованої потужностей, електричними параметрами мережі. Усталений режим роботи електричної мережі є допустимим, якщо не порушені обмеження, накладені на режимні параметри (струми, потужності, напругу і т.д.), що характеризують роботу мережі і окремих її елементів, а також вимоги стійкості ЕЕС. Залежно від стану схеми і її елементів розрізняють нормальний і післяаварійний режими. Нормальним режимом є такий усталений режим, коли схема знаходиться в запланованому стані, тобто усі елементи мережі працюють із запланованими навантаженнями. Післяаварійний режим вважається усталеним режимом роботи мережі, що виник в результаті планового або аварійного відключення елементів мережі.

У цьому розділі виконаний розрахунок і аналіз усталеного режиму роботи ділянки мережі в режимі максимальних, а також післяаварійних режимах, по вимірах, узятих в режимні дні вимірів навантажень.

Результати розрахунків усталеного режиму оцінюватимуться по наступних основних позиціях:

- Рівні напруги на підстанціях. Проводиться аналіз усіх вузлів схеми на відхилення напруги від номінального, а також наводяться результати регулювання на підстанціях мережі за допомогою РПН.
- Аналіз завантаження ліній по $I_{\text{доп}}$. Аналіз проводиться по коефіцієнту завантаження $K_{\text{зав}}$. Відзначаються вітки, в яких коефіцієнт завантаження

перевищує допустиму норму або ж, якщо коефіцієнт завантаження знаходиться в межах норми, відзначаються ті вітки, в яких він має максимальне значення.

- Оцінка завантаження силових трансформаторів на підстанціях. Тут відзначаються підстанції, на яких трансформатори мають недостатню завантаженість.

Розрахункова схема заміщення (графічна частина роботи) складається згідно з експлуатаційною схемою і на підставі даних про підстанції і лінії електропередачі, з схем заміщення ліній електропередачі, трансформаторів і автотрансформаторів. В якості вузлів в розрахунковій схемі використані шини 110 кВ підстанцій і електростанцій. У вузлах задані навантаження споживачів і номінальна напруга того ступеня трансформації, на якій вони знаходяться.

Для позначення вузлів їм присвоєні порядкові номери і імена, що відповідають назвам підстанції.

Вітки в розрахунковій схемі представлені комплексними опорами, розрахованими за характеристиками повітряних ліній електропередачі. Вітки розрахункової схеми сполучають вузли відповідно до прийнятої схеми електричної мережі.

Як балансує вузли прийняті шини високої напруги.

У електричних мережах робляться контрольні виміри, в періоди максимального, мінімального навантаження для визначення навантажень системи. Для подальшого розрахунку режиму мережі використовуються дані по вимірах, узятих в режимні дні зимового максимуму навантажень. Результати вимірів приведені нижче:

1 (існує)	(1,2 + j0, 579) МВ·А;
Лісоводи (існує)	(1,7 + j0, 82) МВ·А;
2 (існує)	(0,7 + j0, 33) МВ·А;
3 (існує)	(13 + j6, 279) МВ·А;
4 (існує)	(6,9 + j3, 33) МВ·А;
5 (існує)	(7,2 + j3, 47) МВ·А;
5 (існує)	(2,5 + j1, 2) МВ·А;

- 6 (існує)..... (1,12 + j0, 54) МВ·А;
 7 (існує)..... (0,5 + j0, 24) МВ·А;
 8 (існує)..... (7,2 + j3, 47) МВ·А;
 9 (існує)..... (1,8 + j0, 86) МВ·А.

У таблиці 3.1 приведені дані по лініях (згідно з нормальною схемою).

Таблиця 3.1 - Дані по лініях на ділянці «1 - 2 - 3 - 4».

Лінія	Довжина, км	Марка дроту
До підключення підстанції		
1 - 2	2,275	АС-185
2 - 3	13,235	АС-185
3 - 4	13,53	АС-185
4 - 5	7,095	АС-185
5 - 6	4,15	АС-185
6 - 7	17,54	АС-185
7 - 8	1,655	АС-185
8 - 9	9,825	АС-120
9 - 10	18,26	АС-150
10 - Лісоводи	7,96	АС-150
Лісоводи - 12	27,63	АС-150
12 - 13	11,47	АС-150

3.2 Розрахунок ustalених режимів існуючої мережі

Розрахунок поточкорозподілу кола

1-12-11-10-9-8-7-6-5-4-3-2-1:

$$\begin{aligned}
P_1 &= \frac{P_{12} \cdot (l_{12-11} + \dots + l_{2-1'}) + P_{11} \cdot (l_{11-10} + \dots + l_{2-1'}) + P_{10} \cdot (l_{10-9} \dots + l_{2-1'}) + P_9 \cdot (l_{9-8} + \dots + l_{2-1'})}{l_{1-12} + l_{12-11} + l_{11-10} + l_{10-9} + l_{9-8} + l_{8-7} + l_{7-6} + l_{6-5} + l_{5-4} + l_{4-3} + l_{3-2} + l_{2-1}} + \\
&+ \frac{P_8 \cdot (l_{8-7} + \dots + l_{2-1'}) + P_7 \cdot (l_{7-6} + \dots + l_{2-1'}) + P_6 \cdot (l_{6-5} \dots + l_{2-1'}) + P_5 \cdot (l_{5-4} + \dots + l_{2-1'}) + P_4 \cdot (l_{4-3} + \dots + l_{2-1'})}{l_{1-12} + l_{12-11} + l_{11-10} + l_{10-9} + l_{9-8} + l_{8-7} + l_{7-6} + l_{6-5} + l_{5-4} + l_{4-3} + l_{3-2} + l_{2-1}} + \\
&+ \frac{P_3 \cdot (l_{3-2} \dots + l_{2-1'}) + P_2 \cdot l_{2-1}}{l_{1-12} + l_{12-11} + l_{11-10} + l_{10-9} + l_{9-8} + l_{8-7} + l_{7-6} + l_{6-5} + l_{5-4} + l_{4-3} + l_{3-2} + l_{2-1}} = \\
&= \frac{18 \cdot 132,35 + 119,115 \cdot 7,2 + 0,5 \cdot 105,585 + 1,12 \cdot 98,49 + 2,5 \cdot 94,34 + 7,2 \cdot 76,8}{134,625} + \\
&= \frac{6,9 \cdot 75,145 + 13 \cdot 65,32 + 0,7 \cdot 47,06 + 1,7 \cdot 39,1 + 1,2 \cdot 11,47}{134,625} = 26,21 \text{ MBm}
\end{aligned}$$

$$Q_1^1 = j12,659 \text{ MВАр}$$

$$\begin{aligned}
P_1' &= \frac{P_2 \cdot (l_{2-3} + \dots + l_{1-12}) + P_3 \cdot (l_{3-4} + \dots + l_{1-12}) + P_4 \cdot (l_{4-5} \dots + l_{1-12}) + P_5 \cdot (l_{5-6} + \dots + l_{1-12})}{l_{1-12} + l_{12-11} + l_{11-10} + l_{10-9} + l_{9-8} + l_{8-7} + l_{7-6} + l_{6-5} + l_{5-4} + l_{4-3} + l_{3-2} + l_{2-1}} + \\
&+ \frac{P_6 \cdot (l_{6-7} + \dots + l_{1-12}) + P_7 \cdot (l_{7-8} + \dots + l_{1-12}) + P_8 \cdot (l_{8-9} \dots + l_{1-12}) + P_9 \cdot (l_{9-10} + \dots + l_{1-12}) + P_{10} \cdot (l_{10-11} + \dots + l_{1-12})}{l_{1-12} + l_{12-11} + l_{11-10} + l_{10-9} + l_{9-8} + l_{8-7} + l_{7-6} + l_{6-5} + l_{5-4} + l_{4-3} + l_{3-2} + l_{2-1}} + \\
&+ \frac{P_{11} \cdot (l_{11-12} \dots + l_{1-12}) + P_{12} \cdot l_{1-12}}{l_{1-12} + l_{12-11} + l_{11-10} + l_{10-9} + l_{9-8} + l_{8-7} + l_{7-6} + l_{6-5} + l_{5-4} + l_{4-3} + l_{3-2} + l_{2-1}} = \\
&= \frac{1,2 \cdot 123,155 + 1,7 \cdot 95,525 + 0,7 \cdot 87,565 + 13 \cdot 69,305 + 6,9 \cdot 59,48 + 7,2 \cdot 57,825}{134,625} + \\
&+ \frac{2,5 \cdot 40,285 + 1,12 \cdot 36,135 + 0,5 \cdot 29,04 + 7,2 \cdot 15,51 + 1,8 \cdot 2,275}{134,625} = 17,609 \text{ MBm}
\end{aligned}$$

$$Q_1^1 = j8,505 \text{ MВАр}$$

Перевірка:

$$\begin{aligned}
S_1 + S_1^1 &= S_{13} + S_{14} + S_4 + S_3 + S_2 \\
26,21 + j12,659 + 17,609 + j8,505 &= 1,8 + j0,86 + 7,2 + 3,47 + 0,5 + j0,24 + 1,12 + j0,54 + \\
2,5 + j1,2 + 7,2 + 3,47 + 6,9 + j3,33 + 13 + j6,279 + 0,7 + j0,33 + 1,7 + j0,82 + 1,2 + j0,571 \\
43,819 + j21,164 \text{ MВА} &\approx 43,82 + j21,149 \text{ MВА}
\end{aligned}$$

В результаті розрахунків встановлена точка поточкорозподілу - вузол б.

3.2.1 Розрахунок усталеного режиму для максимального навантаження

3.2.1.1 Складання схеми заміщення електричної мережі та визначення її параметрів.

Схема заміщення електричної мережі представлена в графічній частині.

В таблиці 3.2 наведено параметри схеми заміщення (по вузлах схеми), а у таблиці 3.3 – відповідно по вітках схеми. Номінальний коефіцієнтам трансформації трансформаторів підстанцій:

$$k_{TH} = U_{HH} / U_{BH} \quad (3.1)$$

Втрати холостого ходу вказані у вузлах мережі на вищій стороні трансформаторів.

$$k_{TH} = U_{HH} / U_{BH} = 10,5 / 115 = 0,091. \quad (3.2)$$

Навантаження вказані у нових вузлах (21, 31, 41,.,121).

Активний опір визначається по формулі:

$$R = R_0 \cdot l \cdot \frac{1}{n}, \quad (3.3)$$

де R_0 - питомий опір лінії, Ом/км., визначається по [2, 6];

l - довжина лінії, км;

n - кількість паралельних кіл.

Таблиця 3.2 - Параметри вузлів електричної мережі.

Номер вузла	U_H , кВ	Навантаження	
		P , МВт	Q , МВАр
1	115	-	-
2	110	0,0092	0,0567
3	110	0,0184	0,1134
4	110	0,0092	0,0567
5	110	0,054	0,35
6	110	0,028	0,14
7	110	0,108	0,78
8	110	0,0184	0,1134
9	110	0,0055	0,0375
10	110	0,072	0,52
11	110	0,028	0,14
12	110	0,0184	0,1134
21	10	1,2	0,57
31	10	1,7	0,82
41	10	0,7	0,33
51	10	13	6,279
61	10	6,9	3,33

Продовження таблиці 3.2

71	10	7,2	3,47
81	10	2,5	1,2
91	10	1,12	0,54
101	10	0,5	0,24
111	10	7,2	3,47
121	10	1,8	0,86

Реактивний опір визначається таким чином:

$$X = X_0 \cdot l \cdot \frac{1}{n}, \quad (3.3.1)$$

де X_0 - питомий реактивний опір лінії (визначається по [2, 6]), Ом/км.

Ємнісна провідність лінії визначається:

$$B = B_0 \cdot l \cdot n, \quad (3.3.2)$$

По формулах (3.3.1) - (3.3.2) визначаємо параметри ліній на ділянці. Одержані результати наводимо у таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 - Параметри віток електричної мережі

Номер вузла		$R, \text{ Ом}$	$X, \text{ Ом}$	$B, \text{ мкСм}$	k_{TH}
поч.	кін.				
1	2	2,263	4,8	30,86	-
2	3	5,47	11,6	74,61	-
4	5	1,57	3,34	21,49	-
5	6	2,44	4,19	104,53	-
6	7	0,26	0,68	18,21	-
7	8	2,82	7,24	192,94	-
8	9	0,66	1,71	45,65	-
9	10	1,14	2,93	78,04	-
10	11	2,18	5,58	148,83	-

Продовження таблиці 3.3

11	12	2,13	5,46	145,58	-
1	12	0,366	0,941		-
2	21	14,7	220,4	0	0,091
3	31	7,35	110,2	0	0,091
4	41	14,7	220,4	0	0,091
5	51	1,27	27,95	0	0,091
6	61	3,97	69,5	0	0,091
7	71	0,46	11,56	0	0,091
8	81	7,35	110,2	0	0,091
9	91	42,6	508,2	0	0,091
10	101	0,7	17,35	0	0,091
11	111	3,975	69,5	0	0,091
12	121	7,35	110,2	0	0,091

Вузол 1-2 - для АС-70/11 $b_0 = 2,55 \cdot 10^{-4}$ См;

Вузол 2-3 - для АС-150 $b_0 = 2,70 \cdot 10^{-4}$ См;

Вузол 3-4 - для АС-150 $b_0 = 2,70 \cdot 10^{-4}$ См;

Вузол 4-5 - для АС-150 $b_0 = 2,70 \cdot 10^{-4}$ См;

Вузол 5-6 - для АС-150 $b_0 = 2,70 \cdot 10^{-4}$ См;

Вузол 6-7 - для АС-120 $b_0 = 2,66 \cdot 10^{-4}$ См;

Вузол 7-8 - для АС-185 $b_0 = 2,75 \cdot 10^{-4}$ См;

Вузол 8-9 - для АС-185 $b_0 = 2,75 \cdot 10^{-4}$ См;

Вузол 9-10 - для АС-185 $b_0 = 2,75 \cdot 10^{-4}$ См;

Вузол 10-11 - для АС-185 $b_0 = 2,75 \cdot 10^{-4}$ См;

Вузол 11-12 - для АС-185 $b_0 = 2,75 \cdot 10^{-4}$ См

3.2.1.2 Визначення ємностей ліній

Для більшості розрахунків в мережах 110 в схемі заміщення лінії електропередачі замість ємнісної провідності враховується реактивна потужність, генерована ємністю ліній. Половина ємнісної потужності лінії, МВАр, рівна:

$$-jQ = -\frac{1}{2}U_{НОМ}^2 \cdot jB. \quad (3.4)$$

$$-jQ_{1-2} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 30,86 \cdot 10^{-6} = -0,186 \text{ МВАр};$$

$$-jQ_{2-3} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 74,601 \cdot 10^{-6} = -0,45 \text{ МВАр};$$

$$-jQ_{3-4} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 21,492 \cdot 10^{-6} = -0,13 \text{ МВАр};$$

$$-jQ_{4-5} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 49,302 \cdot 10^{-6} = -0,298 \text{ МВАр};$$

$$-jQ_{5-6} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 104,538 \cdot 10^{-6} = -0,632 \text{ МВАр};$$

$$-jQ_{6-7} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 18,205 \cdot 10^{-6} = -0,11 \text{ МВАр};$$

$$-jQ_{7-8} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 192,94 \cdot 10^{-6} = -1,167 \text{ МВАр};$$

$$-jQ_{8-9} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 45,65 \cdot 10^{-6} = -0,276 \text{ МВАр};$$

$$-jQ_{9-10} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 78,045 \cdot 10^{-6} = -0,472 \text{ МВАр};$$

$$-jQ_{10-11} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 148,83 \cdot 10^{-6} = -0,9004 \text{ МВАр};$$

$$-jQ_{11-12} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 145,585 \cdot 10^{-6} = -0,88 \text{ МВАр};$$

$$-jQ_{1-12} = -\frac{1}{2}(110)^2 \cdot 25,025 \cdot 10^{-6} = -0,151 \text{ МВАр};$$

3.2.1.3 Розрахункові навантаження вузлів

Визначаємо розрахункові навантаження вузлів

$$SP1 = -(Q1 - 12 + Q1 - 2)/2 = -j(0,151 + j0,186)/2 = -j1,1685 \text{ МВА}$$

$$SP2 = \Delta S_{XXT} + (-Q1 - 2 - Q2 - 3)/2 = 0,092 + j0,0567 - j0,186/2 - j0,45/2 =$$

$$=0,0092-j 0,2613 \text{ MBA}$$

$$\begin{aligned} \text{SP3} &= \Delta \text{SXXT} - Q1 - 14/2 - Q3 - 4/2 = 0,0184 + j0, 1134 - j0, 45/2 - j0, 13/2 = \\ &= 0,0184 - j 0,176 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SP4} &= \Delta \text{SXXT} - Q1 - 2/2 - Q4 - 5/2 = 0,0092 + j0, 0567 - j0, 13/2 - j0, 298/2 = \\ &= 0,0092 - j0, 157 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SP5} &= \Delta \text{SXXT} + (- Q4 - 5 - Q5 - 6)/2 = 0,054 + j0, 35 + (- j0, 298 - j0, 632)/2 = \\ &= 0,054 - j 0,115 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SP6} &= \Delta \text{SXXT} + (- Q5 - 6 - Q6 - 7)/2 = 0,028 + j0, 14 + (- j0, 632 - j0, 11)/2 = \\ &= 0,028 - j 0,231 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SP7} &= \Delta \text{SXXT} + (- Q6 - 7 - Q7 - 8)/2 = 0,108 + j0, 78 + (- j0, 11 - j1, 167)/2 = \\ &= 0,108 + j 0,1415 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SP8} &= \Delta \text{SXXT} + (- Q7 - 8 - Q8 - 9)/2 = 0,0184 + j0, 1134 + (- j1, 167 - j0, 276)/2 = \\ &= 0,0184 - j0, 608 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SP9} &= \Delta \text{SXXT} + (- Q8 - 9 - Q9 - 10)/2 = 0,0055 + j0, 0375 + (- j0, 276 - j0, 472)/2 = \\ &= 0,0055 - j 0,3365 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SP10} &= \Delta \text{SXXT} + (- Q9 - 10 - Q10 - 11)/2 = 0,072 + j0, 52 + (- j0, 472 - j0, 9004)/2 = \\ &= 0,072 - j0, 166 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SP11} &= \Delta \text{SXXT} + (- Q10 - 11 - Q11 - 12)/2 = 0,028 + j0, 14 + (- j0, 9004 - j0, 88)/2 = \\ &= 0,028 - j0, 75 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SP11} &= \Delta \text{SXXT} + (- Q11 - 12 - Q12 - 1)/2 = 0,0184 + j0, 1134 + (- j0, 88 - j0, 151)/2 = \\ &= 0,0184 - j0, 4021 \text{ MBA.} \end{aligned}$$

3.2.1.4 Розрахунок потоків потужності на ділянках електричної мережі

Втрати потужності на ділянках:

$$\Delta P = \frac{P + Q}{U_{HT}^2} R, \quad (3.5)$$

$$\Delta Q = \frac{P + Q}{U_{HT}^2} X, \quad (3.6)$$

Розрахунок втрат потужності на ділянці 21-2:

$$\Delta P = \frac{1,2^2 + 0,57^2}{115^2} 14,7 = 0,00196 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q = \frac{1,2^2 + 0,57^2}{115^2} 220,4 = 0,0294 \text{ МВАр.}$$

Потужність на початку лінії 21-2:

$$S_{21-2}^H = S_{21} + \Delta S = 1,2 + j0,57 + 0,00196 + j0,0294 = 1,20196 + j0,5994 \text{ МВА};$$

$$S_2^{np} = S_{21-2}^H + S_{P2} = 1,20196 + j0,5994 + 0,0092 - j0,2613 = 1,21116 + j0,3381 \text{ МВА.}$$

Розрахунок втрат потужності на ділянці 31-3:

$$\Delta P = \frac{1,7^2 + 0,82^2}{115^2} 7,35 = 0,001979 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q = \frac{1,7^2 + 0,82^2}{115^2} 110,2 = 0,0296 \text{ МВАр}$$

Потужність на початку лінії 31-3:

$$S_{31-3}^H = S_{31-3}^K + \Delta S = 1,7 + 0,82 + 0,001979 + j0,0296 = 1,7019 + j0,8496 \text{ МВА.}$$

$$S_3^{np} = S_{31-3}^H + S_{P3} = 1,701979 + j0,8496 + 0,0184 - j0,176 = 1,720379 + j0,6736$$

Розрахунок втрат потужності на ділянці 41-4:

$$\Delta P = \frac{0,7^2 + 0,33^2}{115^2} 14,7 = 0,000665 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q = \frac{0,7^2 + 0,33^2}{115^2} 220,4 = 0,00998 \text{ МВАр};$$

Потужність на початку лінії 41-4:

$$S_{41-4}^H = S_{41-4}^K + \Delta S = 0,7 + j0,33 + 0,000665 + j0,00998 = 0,7006 + j0,33998 \text{ МВА};$$

$$S_4^{np} = S_{41-4}^H + S_{P4} = 0,7006 + j0,33998 + 0,0092 - j0,157 = 0,70986 + j0,18298 \text{ МВА.}$$

Розрахунок втрат потужності на ділянці 51-5:

$$\Delta P = \frac{13^2 + 6,279^2}{115^2} 1,27 = 0,02 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{13^2 + 6,279^2}{115^2} 27,95 = 0,4405 \text{ МВАр.}$$

Потужність на початку лінії 51-5:

$$S_{51-5}^H = S_{51-5}^K + \Delta S = 13 + j6,279 + 0,02 + j0,4405 = 13,02 + j6,7195 \text{ МВА};$$

$$S_5^{np} = S_{51-5}^H + S_{P5} = 13,02 + j6,7195 + 0,054 - j0,115 = 13,074 + j6,6045 \text{ МВА.}$$

Розрахунок втрат потужності на ділянці 6-61:

$$\Delta P = \frac{6,9^2 + 3,33^2}{115^2} 3,97 = 0,0176 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{6,9^2 + 3,33^2}{115^2} 69,5 = 0,3084 \text{ МВАр.}$$

Потужність на початку лінії 61-6:

$$S_{61-6}^H = S_{61}^K + \Delta S = 6,9 + j3,33 + 0,0176 + j0,3084 = 6,9176 + j3,6384 \text{ МВА};$$

$$S_6^{np} = S_{61-6}^H + S_{P6} = 6,9176 + j3,63845 + 0,028 - j0,231 = 6,9456 + j3,4074 \text{ МВА.}$$

Розрахунок втрат потужності на ділянці 7-71:

$$\Delta P = \frac{7,2^2 + 3,47^2}{115^2} 0,46 = 0,00222 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{7,2^2 + 3,47^2}{115^2} 11,56 = 0,0558 \text{ МВАр};$$

Потужність на початку лінії 71-7:

$$S_{71-7}^H = S_{71-7}^K + \Delta S = 7,2 + j3,47 + 0,00222 + j0,0558 = 7,20222 + j3,5258 \text{ МВА};$$

$$S_7^{np} = S_{71-7}^H + S_{P7} = 7,2022 + j3,5258 + 0,108 + j0,1415 = 7,31022 + j3,6673 \text{ МВА.}$$

Розрахунок втрат потужності на ділянці 8-81:

$$\Delta P = \frac{2,5^2 + 1,2^2}{115^2} 7,35 = 0,00427 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{2,5^2 + 1,2^2}{115^2} 110,2 = 0,064 \text{ МВАр.}$$

Потужність на початку лінії 81-8:

$$S_{8-81}^H = S_{81}^K + \Delta S = 2,5 + j1,2 + 0,00427 + j0,064 = 2,50427 + j1,264 \text{ МВА};$$

$$S_8^{np} = S_{8-81}^H + S_{P8} = 2,50427 + j1,264 + 0,0184 - j0,608 = 2,52267 + j0,656 \text{ МВА.}$$

Розрахунок втрат потужності на ділянці 91-9:

$$\Delta P = \frac{1,12^2 + 0,54^2}{115^2} 42,6 = 0,00497 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{1,12^2 + 0,54^2}{115^2} 508,2 = 0,0594 \text{ МВАр.}$$

Потужність на початку лінії 91-9:

$$S_{91-9}^H = S_{91-9}^K + \Delta S = 1,12 + j0,54 + 0,00497 + j0,0594 = 1,12497 + j0,5994 \text{ МВА};$$

$$S_9^{np} = S_{91-9}^H + S_{P9} = 1,1249 + j0,5994 + 0,0055 - j0,3365 = 1,1304 + j0,2629 \text{ МВА.}$$

Розрахунок втрат потужності на ділянці 101-10:

$$\Delta P = \frac{0,5^2 + 0,24^2}{115^2} 0,7 = 0,0000162 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{0,5^2 + 0,24^2}{115^2} 17,35 = 0,000403 \text{ МВАр.}$$

Потужність на початку лінії 101-10:

$$S_{101-10}^H = S_{101-10}^K + \Delta S = 0,5 + j0,24 + 0,0000162 + j0,000403 = 0,5000162 + j0,240403 \text{ МВА};$$

$$S_{10}^{np} = S_{101-10}^H + S_{P10} = 0,5000162 + j0,240403 + 0,072 - j0,1662 = 0,57201 + j0,0742 \text{ МВА.}$$

Розрахунок втрат потужності на ділянці 111-11:

$$\Delta P = \frac{7,2^2 + 3,47^2}{115^2} 3,975 = 0,0192 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{7,2^2 + 3,47^2}{115^2} 69,5 = 0,335 \text{ МВАр.}$$

Потужність на початку лінії 111-11:

$$S_{111-11}^H = S_{111-11}^K + \Delta S = 7,2 + j3,47 + 0,0192 + j0,335 = 7,2192 + j3,805 \text{ МВА};$$

$$S_{11}^{np} = S_{111-11}^H + S_{P11} = 7,2192 + j3,805 + 0,028 - j0,75 = 7,2472 + j3,055 \text{ МВА.}$$

Розрахунок втрат потужності на ділянці 121-12:

$$\Delta P = \frac{1,8^2 + 0,86^2}{115^2} 7,35 = 0,00221 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{1,8^2 + 0,86^2}{115^2} 110,2 = 0,03316 \text{ МВАр};$$

Потужність на початку лінії 121-12:

$$S_{121-11}^H = S_{121-12}^K + \Delta S = 1,8 + j0,86 + 0,00221 + j0,03316 = 1,80221 + j0,89316 \text{ МВА};$$

$$S_{12}^{np} = S_{121-11}^H + S_{P12} = 1,80221 + j0,89316 + 0,0184 - j0,4021 = 1,8206 + j0,49106 \text{ МВА.}$$

$$S_K = \frac{\sum S_K \cdot Z_K}{Z_{K-H}} \quad (3.7)$$

Далі розрахунок проводиться так, як рекомендується для розімкненої мережі при заданій напрузі у базисному вузлі.

Відповідно до формули (3.7), маємо:

$$S_{1-2} = S_{16} = \frac{S_2 \cdot Z_{12} + S_3 \cdot Z_{13} + S_4 \cdot Z_{14} + S_5 \cdot Z_{15} + S_6 \cdot Z_{16} + S_7 \cdot Z_{17} + S_8 \cdot Z_{18} + S_9 \cdot Z_{19} + S_{10} \cdot Z_{110}}{Z_{11}} + \frac{S_{11} \cdot Z_{111} + S_{12} \cdot Z_{112}}{Z_{11}}; \quad (3.8)$$

$$Z_{1-2} = Z_{1-12} + Z_{12-11} + Z_{11-10} + Z_{10-9} + Z_{9-8} + Z_{8-7} + Z_{7-6} + Z_{6-5} + Z_{5-4} + Z_{4-3} + Z_{3-2} =$$

$$0,366 + j0,941 + 2,13 + j5,46 + 2,18 + j5,58 + 1,14 + j2,93 + 0,66 + j1,71 + 2,82 + j7,24 + 0,26 +$$

$$j0,68 + 2,44 + j4,19 + 3,61 + j7,66 + 1,57 + j3,34 + 5,47 + j11,6 = 22,646 + j51,331 \text{ Ом},$$

$$Z_{1-3} = Z_{1-12} + Z_{12-11} + Z_{11-10} + Z_{10-9} + Z_{9-8} + Z_{8-7} + Z_{7-6} + Z_{6-5} + Z_{5-4} + Z_{4-3} =$$

$$0,366 + j0,941 + 2,13 + j5,46 + 2,18 + j5,58 + 1,14 + j2,93 + 0,66 + j1,71 + 2,82 + j7,24 + 0,26 +$$

$$j0,68 + 2,44 + j4,19 + 3,61 + j7,66 + 1,57 + j3,34 = 17,176 + j39,731 \text{ Ом},$$

$$Z_{1-4} = Z_{1-12} + Z_{12-11} + Z_{11-10} + Z_{10-9} + Z_{9-8} + Z_{8-7} + Z_{7-6} + Z_{6-5} + Z_{5-4} =$$

$$0,366 + j0,941 + 2,13 + j5,46 + 2,18 + j5,58 + 1,14 + j2,93 + 0,66 + j1,71 + 2,82 + j7,24 + 0,26 +$$

$$j0,68 + 2,44 + j4,19 + 3,61 + j7,66 = 15,606 + j36,391 \text{ Ом},$$

$$Z_{1-5} = Z_{1-12} + Z_{12-11} + Z_{11-10} + Z_{10-9} + Z_{9-8} + Z_{8-7} + Z_{7-6} + Z_{6-5} =$$

$$0,366 + j0,941 + 2,13 + j5,46 + 2,18 + j5,58 + 1,14 + j2,93 + 0,66 + j1,71 + 2,82 + j7,24 + 0,26 +$$

$$j0,68 + 2,44 + j4,19 = 11,996 + j28,731 \text{ Ом},$$

$$Z_{1-6} = Z_{1-12} + Z_{12-11} + Z_{11-10} + Z_{10-9} + Z_{9-8} + Z_{8-7} + Z_{7-6} =$$

$$0,366 + j0,941 + 2,13 + j5,46 + 2,18 + j5,58 + 1,14 + j2,93 + 0,66 + j1,71 + 2,82 + j7,24 + 0,26 +$$

$$j0,68 = 9,556 + j24,541 \text{ Ом},$$

$$Z_{1-7} = Z_{1-12} + Z_{12-11} + Z_{11-10} + Z_{10-9} + Z_{9-8} + Z_{8-7} =$$

$$0,366 + j0,941 + 2,13 + j5,46 + 2,18 + j5,58 + 1,14 + j2,93 + 0,66 + j1,71 + 2,82 + j7,24 = 9,296 +$$

$$j23,861 \text{ Ом},$$

$$Z_{1-8} = Z_{1-12} + Z_{12-11} + Z_{11-10} + Z_{10-9} + Z_{9-8} =$$

$$0,366 + j0,941 + 2,13 + j5,46 + 2,18 + j5,58 + 1,14 + j2,93 + 0,66 + j1,71 = 6,476 + j16,621 \text{ Ом},$$

$$Z_{1-9} = Z_{1-12} + Z_{12-11} + Z_{11-10} + Z_{10-9} =$$

$$0,366 + j0,941 + 2,13 + j5,46 + 2,18 + j5,58 + 1,14 + j2,93 = 5,816 + j14,911 \text{ Ом},$$

$$Z_{1-10} = Z_{1-12} + Z_{12-11} + Z_{11-10} =$$

$$0,366 + j0,941 + 2,13 + j5,46 + 2,18 + j5,58 = 4,676 + j11,981 \text{ Ом},$$

$$Z_{1-11} = Z_{1-12} + Z_{12-11} = 0,366 + j0,941 + 2,13 + j5,46 = 2,496 + j6,401 \text{ Ом},$$

$$Z_{1-12} = 0,366 + j0,941 \text{ Ом}, \quad Z_{1-1} = \sum Z = 24,909 + j56,131 \text{ Ом}.$$

Отримані значення S і Z підставляємо у формулу (3.8), отримуємо:

$$S_{1-2} = 17,1620 + j8,3971 \text{ МВА}$$

Аналогічно знаходимо потужність на ділянці 1-12:

$$S_{1-12} = \frac{S_{12} \cdot Z_{112} + S_{11} \cdot Z_{111} + S_{10} \cdot Z_{110} + S_9 \cdot Z_{19} + S_8 \cdot Z_{18} + S_7 \cdot Z_{17} + S_6 \cdot Z_{16} + S_5 \cdot Z_{15} + S_4 \cdot Z_{14} + S_3 \cdot Z_{13} + S_2 \cdot Z_{12}}{Z_{11}} + \quad (3.9)$$

$$Z_{1-12} = Z_{1-2} + Z_{3-2} + Z_{4-3} + Z_{5-4} + Z_{6-5} + Z_{7-6} + Z_{8-7} + Z_{9-8} + Z_{10-9} + Z_{11-10} + Z_{12-11} = \\ = 24,543 + j55,19 \text{ Ом};$$

$$Z_{1-11} = 22,413 + j49,73 \text{ Ом};$$

$$Z_{1-10} = 20,233 + j44,15 \text{ Ом};$$

$$Z_{1-9} = 19,0936 + j41,22 \text{ Ом};$$

$$Z_{1-8} = 18,433 + j39,51 \text{ Ом};$$

$$Z_{1-7} = 15,613 + j32,27 \text{ Ом};$$

$$Z_{1-6} = 15,353 + j31,59 \text{ Ом};$$

$$Z_{1-5} = 12,913 + j27,4 \text{ Ом};$$

$$Z_{1-4} = 9,303 + j19,74 \text{ Ом};$$

$$Z_{1-3} = 7,733 + j16,4 \text{ Ом};$$

$$Z_{1-2} = 2,263 + j4,8 \text{ Ом}.$$

$$S_{1-12} = S_{16} = \frac{(1,8206 + j0,49106)(24,543 + j55,19) + (7,2472 + j3,055)(22,413 + j49,73)}{24,909 + j56,131} + \\ \frac{(0,57201 + j0,0742)(20,233 + j44,15) + (1,1304 + j0,2629)(19,093 + j41,22)}{24,909 + j56,131} + \\ \frac{(2,5226 + j0,656)(18,433 + j39,51) + (7,3102 + j3,667)(15,613 + j32,27)}{24,909 + j56,131} + \\ \frac{(6,9456 + j3,4074)(15,353 + j31,59) + (13,074 + j6,6045)(12,913 + j27,4)}{24,909 + j56,131} + \\ \frac{(0,7098 + j0,18298)(9,303 + j19,74) + (1,7203 + j0,6736)(7,733 + j16,4)}{24,909 + j56,131} + \\ \frac{(1,211 + j0,338)(2,263 + j4,8)}{24,909 + j56,131} = 27,1018 + j11,0161 \text{ МВА}$$

Перевірка:

$$\underline{S}_{1-2} + \underline{S}_{1-12} = \underline{S}_{2p} + \underline{S}_{3p} + \underline{S}_{4p} + \underline{S}_{5p} + \underline{S}_{6p} + \underline{S}_{7p} + \underline{S}_{8p} + \underline{S}_{9p} + \underline{S}_{10p} + \underline{S}_{11p} + \underline{S}_{12p};$$

$$17,1620+j8,3971+27,1018+j11,0161= 1,8206 + j0,49106 + 7,2472 + j3,055 + 0,57201 + j0,0742 + 1,1304 + j0,2629 + 2,5226 + j0,656 + 7,3102 + j3,667 + 6,9456 + j3,4074 + 13,074 + j6,6045 + 0,7098 + j0,18298 + 1,7203 + j0,6736 + 1,211 + j0,338;$$

$$44,263+j19,413 \text{ МВА} = 44,263+j19,412 \text{ МВА};$$

$$S_{5-6} = S_{1a} - S_5^{np} - S_4^{np} - S_3^{np} - S_2^{np} = (17,1620+j8,3971) - 13,074 - j6,6045 - 0,7098 - j0,18298 - 1,72037 - j0,6736 - 1,21116 - j0,3381 = 0,44659 + j0,59792 \text{ МВА};$$

$$S_{6-7} = S_{16} - S_7^{np} - S_8^{np} - S_9^{np} - S_{10}^{np} - S_{11}^{np} - S_{12}^{np} = 27,10181 + j11,0162 - 7,31022 - j3,6673 - 2,52267 - j0,656 - 1,13047 - j0,2629 - 0,572016 - j0,0742 - 7,2472 - j3,055 - 1,8206 - j0,49106 = 6,4986 + j2,80973 \text{ МВА};$$

$$S_{5-6} + S_{6-7} = 6,94519 + j3,40765 \text{ МВА};$$

Отже, точкою поточкорозподілу активної і реактивної потужностей являється вузол б.

Розраховуємо втрати потужності в вітках мережі:

- ділянка 5-6:

$$S_{5-6}^k = 0,446596 + j0,59792 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{0,446596^2 + 0,59792^2}{115^2} \times 2,44 = 0,00010275 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{0,446596^2 + 0,59792^2}{115^2} \times 4,19 = 0,00017645 \text{ МВАр},$$

$$S_{5-6}^H = S_{5-6}^k + \Delta S = 0,446596 + j0,59792 + 0,00010275 + j0,00017645 = 0,446698 + j0,598096 \text{ МВА};$$

- ділянка 4-5:

$$S_{4-5}^k = S_{5-6}^H + S_5^{np} = 0,446698 + j0,598096 + 13,074 + j6,6045 = 13,52069 + j7,20259 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{13,52069^2 + 7,20259^2}{115^2} \times 3,61 = 0,064061 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{13,52069^2 + 7,20259^2}{115^2} \times 7,66 = 0,135931 \text{ МВАр},$$

$$S_{4-5}^H = S_{4-5}^k + \Delta S = 13,52069 + j7,20259 + 0,064 + j0,1359 = 13,5847 + j7,3385 \text{ МВА};$$

- ділянка 3-4:

$$S_{3-4}^K = S_{4-5}^H + S_4^{PP} = 13,58475 + j7,33852 + 0,7098 + j0,18298 = 14,2945 + j7,5215 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{14,2945^2 + 7,5215^2}{115^2} \times 1,57 = 0,030973 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{14,2945^2 + 7,5215^2}{115^2} \times 3,44 = 0,06589 \text{ МВАр},$$

$$S_{3-4}^H = S_{3-4}^K + \Delta S = 14,2945 + j7,5215 + 0,030973 + j0,06589 = 14,32552 + j7,58739 \text{ МВА};$$

- ділянка 2-3:

$$S_{2-3}^K = S_{3-4}^H + S_3^{PP} = 14,32552 + j7,58739 + 1,720379 + j0,6736 = \\ = 16,045899 + j8,26099 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{16,045899^2 + 8,26099^2}{115^2} \times 5,47 = 0,1347 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{16,045899^2 + 8,26099^2}{115^2} \times 11,6 = 0,28569 \text{ МВАр},$$

$$S_{2-3}^H = S_{2-3}^K + \Delta S = 16,045899 + 8,26099 + 0,1347 + j0,28569 = 16,18059 + j8,54668 \text{ МВА};$$

- ділянка 1а-2:

$$S_{1а-2}^K = S_{2-3}^H + S_2^{PP} = 16,18059 + j8,54668 + 1,2111 + j0,3381 = 17,39169 + j8,88478 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{17,39169^2 + 8,88478^2}{115^2} \times 2,263 = 0,065265 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{17,39169^2 + 8,88478^2}{115^2} \times 4,8 = 0,13843 \text{ МВАр},$$

$$S_{1-2}^H = S_{1-2}^K + \Delta S = 17,39169 + 8,88478 + 0,065265 + j0,13843 = 17,4569 + j9,02321 \text{ МВА};$$

- ділянка 6-7:

$$S_{6-7}^K = 6,4986 + j2,80973 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{6,4986^2 + 2,80973^2}{115^2} \times 0,26 = 0,0009854 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{6,4986^2 + 2,80973^2}{115^2} \times 0,68 = 0,00257 \text{ МВАр},$$

$$S_{6-7}^H = S_{6-7}^K + \Delta S = 6,4986 + j2,80973 + 0,0009854 + j0,00257 = 6,49958 + j2,8123 \text{ МВА};$$

- ділянка 7-8:

$$S_{7-8}^K = S_{7-8}^H + S_7^{PP} = 6,49958 + j2,8123 + 7,31022 + j3,667 = 13,8098 + j6,4796 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{13,8098^2 + 6,4796^2}{115^2} \times 2,82 = 0,049618 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{13,8098^2 + 6,4796^2}{115^2} \times 7,24 = 0,12738 \text{ МВАр},$$

$$S_{7-8}^H = S_{7-8}^K + \Delta S = 13,8098 + j6,4796 + 0,049618 + j0,12738 = 13,85941 + j6,60698 \text{ МВА};$$

- ділянка 8-9:

$$S_{8-9}^K = S_{7-8}^H + S_8^{\text{ПП}} = 13,85941 + j6,60698 + 2,5226 + j0,656 = 16,38201 + j7,2629 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{16,38201^2 + 7,2629^2}{115^2} \times 0,66 = 0,016025 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{16,38201^2 + 7,2629^2}{115^2} \times 1,71 = 0,04152 \text{ МВАр},$$

$$S_{8-9}^H = S_{8-9}^K + \Delta S = 16,38201 + j7,2629 + 0,016025 + j0,04152 = 16,398035 + j7,30442 \text{ МВА};$$

- ділянка 9-10:

$$S_{10-9}^K = S_{8-9}^H + S_9^{\text{ПП}} = 16,398035 + j7,30442 + 1,13047 + j0,2629 = \\ = 17,528505 + j7,56732 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{17,528505^2 + 7,56732^2}{115^2} \times 1,14 = 0,03142 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{17,528505^2 + 7,56732^2}{115^2} \times 2,93 = 0,08075 \text{ МВАр},$$

$$S_{10-9}^H = S_{10-9}^K + \Delta S = 17,528505 + 7,56732 + 0,03142 + j0,08075 = \\ = 17,55992 + j7,64807 \text{ МВА};$$

- ділянка 10-11:

$$S_{110-10}^K = S_{10-9}^H + S_{10}^{\text{ПП}} = 17,55992 + j7,64807 + 0,572016 + j0,0742 = 18,13193 + j7,72227 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{18,13193^2 + 7,72227^2}{115^2} \times 2,18 = 0,064023 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{18,13193^2 + 7,72227^2}{115^2} \times 5,58 = 0,16387 \text{ МВАр},$$

$$S_{11-10}^H = S_{110-10}^K + \Delta S = 18,13193 + 7,72227 + 0,064023 + j0,16387 = 18,195953 + j7,88614 \text{ МВА};$$

- ділянка 12-11:

$$S_{12-11}^K = S_{11-10}^H + S_{11}^{\text{ПП}} = 18,195953 + j7,88614 + 7,2472 + j3,055 = 25,44315 + j10,94114 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{25,44315^2 + 10,94114^2}{115^2} \times 2,13 = 0,123542 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{25,44315^2 + 10,94114^2}{115^2} \times 5,46 = 0,316685 \text{ МВАр},$$

$$S_{12-11}^H = S_{12-11}^K + \Delta S = 25,44315 + j10,94114 + 0,123542 + j0,316685 = \\ = 25,56669 + j11,25782 \text{ МВА};$$

- ділянка 1-12:

$$S_{1-12}^K = S_{12-11}^H + S_{12}^{np} = 25,56669 + j11,25782 + 1,8206 + j0,49106 = 27,387295 + j11,7488 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{27,38729^2 + 11,7488^2}{115^2} \times 0,366 = 0,02457 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{27,38729^2 + 11,7488^2}{115^2} \times 0,941 = 0,06319 \text{ МВАр},$$

$$S_{1-12}^H = S_{1-12}^K + \Delta S = 27,38729 + 11,7488 + 0,02457 + j0,06319 = 27,441186 + j11,81199 \text{ МВА};$$

$$S_1 = S_{1-2}^H + S_{1-12}^H + S_{P1}^H = 17,4569 + j9,02321 + 27,441186 + j11,81199 + (-j0,1685) = \\ = 44,8687 + j20,6667 \text{ МВА};$$

Найбільш навантаженою лінією ділянки мережі є лінія «1-2», напрям потужності у бік «2»: $S_{12} = 27,441186 + j11,81199 \text{ МВА}$. Визначимо струм в лінії:

$$I_{1-12} = \frac{S_{1-12}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{29,8746}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,156 \text{ кА}.$$

Таким чином, на підставі отриманого результату, можна сказати, що лінія недовантажена у момент передачі по ній максимальній потужності. Обрив на лінії одного кола не приведе до неприпустимих перевантажень другого кола і повного відключення лінії, оскільки для дроту марки АС-185/29 $I_{доп} = 510 \text{ А}$, а в аварійному режимі по лінії проходить струм $I_{1-12} = 156 \text{ А}$, що не перевищує значення граничного економічного навантаження на одне коло, яке при перерізі дротом 185 мм^2 складає 215 А .

3.2.1.5 Визначення напруги у вузлах схеми

На цьому етапі визначаємо напруги у вузлах ділянки мережі. Для цього необхідно визначити падіння напруги між вузлами. Падіння напруги утворюється двома складовими: поперечною і подовжньою.

У точці потякорозділу напруга визначається як середнє значення напруги, отриманої в результаті розрахунку кільцевої мережі.

1) Напруга на високій стороні

$$\Delta U_{i-j}^H = \frac{P_{i-j}^H \cdot R_{i-j} + Q_{i-j}^H \cdot X_{i-j}}{U_1^H}, \quad (3.10)$$

$$U_K = U_i^H - \Delta U_{i-j}^H. \quad (3.11)$$

Визначимо напругу у вузлі 2. При цьому вважаємо, що у вузлі 1 напруга підтримується на рівні 115 кВ. Отримуємо:

- вузол 1-2:

$$\Delta U_{1-2}^H = \frac{P_{1-2}^H \cdot R_{1-2} + Q_{1-2}^H \cdot X_{1-2}}{U_1^H} = \frac{17,4569 \cdot 2,263 + 9,02321 \cdot 4,8}{115} = 0,72014 \text{ кВ};$$

$$U_{K2} = 115 - 0,72014 = 114,27985 \text{ кВ}.$$

- вузол 2-3:

$$\Delta U_{2-3}^H = \frac{P_{2-3}^H \cdot R_{2-3} + Q_{2-3}^H \cdot X_{2-3}}{U_2^H} = \frac{16,18059 \cdot 5,47 + 8,54668 \cdot 11,6}{114,27985} = 1,642 \text{ кВ};$$

$$U_{K13} = 114,27985 - 1,642 = 112,63785 \text{ кВ}.$$

- вузол 3-4:

$$\Delta U_{3-4}^H = \frac{P_{3-4}^H \cdot R_{3-4} + Q_{3-4}^H \cdot X_{3-4}}{U_3^H} = \frac{14,32552 \cdot 1,57 + 7,5873 \cdot 3,34}{112,6378} = 0,4246 \text{ кВ};$$

$$U_{K4} = 112,63785 - 0,4246 = 112,2132 \text{ кВ}.$$

- вузол 4-5:

$$\Delta U_{4-5}^H = \frac{P_{4-5}^H \cdot R_{4-5} + Q_{4-5}^H \cdot X_{4-5}}{U_4^H} = \frac{13,5847 \cdot 3,61 + 7,3385 \cdot 7,66}{112,2132} = 0,9379 \text{ кВ};$$

$$U_{K5} = 112,2132 - 0,9379 = 111,2752 \text{ кВ}.$$

- вузол 5-6:

$$\Delta U_{5-6}^H = \frac{P_{5-6}^H \cdot R_{5-6} + Q_{5-6}^H \cdot X_{5-6}}{U_5^H} = \frac{0,44669 \cdot 2,44 + 0,59809 \cdot 4,19}{111,2752} = 0,0323 \text{ кВ};$$

$$U_{K3} = 111,2752 - 0,0323 = 111,2428 \text{ кВ}.$$

- вузол 1-12:

$$\Delta U_{1-12}^H = \frac{P_{1-12}^H \cdot R_{1-12} + Q_{1-12}^H \cdot X_{1-12}}{U_1^H} = \frac{27,41186 \cdot 0,366 + 11,81199 \cdot 0,941}{115} = 0,18389 \text{ кВ};$$

$$U_{K12} = 115 - 0,18389 = 114,8161 \text{ кВ}.$$

- вузол 12-11:

$$\Delta U_{12-11}^H = \frac{P_{12-11}^H \cdot R_{12-11} + Q_{12-11}^H \cdot X_{12-11}}{U_{12}^H} = \frac{25,5669 \cdot 2,13 + 11,25782 \cdot 5,46}{114,8161} = 1,00965 \text{ кВ};$$

$$U_{K11} = 114,8161 - 1,00965 = 113,80645 \text{ кВ}.$$

- вузол 11-10:

$$\Delta U_{11-10}^H = \frac{P_{11-10}^H \cdot R_{11-10} + Q_{11-10}^H \cdot X_{11-10}}{U_{11}^H} = \frac{18,19595 \cdot 2,18 + 7,88614 \cdot 5,58}{113,80645} = 0,73521 \text{ кВ};$$

$$U_{K10} = 113,80645 - 0,73521 = 113,0712 \text{ кВ}.$$

- вузол 10-9:

$$\Delta U_{10-9}^H = \frac{P_{10-9}^H \cdot R_{10-9} + Q_{10-9}^H \cdot X_{10-9}}{U_{10}^H} = \frac{17,559922 \cdot 1,14 + 7,64807 \cdot 2,93}{113,0712} = 0,3752 \text{ кВ};$$

$$U_{K9} = 113,0712 - 0,3752 = 112,6959 \text{ кВ}.$$

- вузол 9-8:

$$\Delta U_{9-8}^H = \frac{P_{9-8}^H \cdot R_{9-8} + Q_{9-8}^H \cdot X_{9-8}}{U_9^H} = \frac{16,39803 \cdot 0,66 + 7,30442 \cdot 1,71}{112,6959} = 0,206861 \text{ кВ};$$

$$U_{K8} = 112,6959 - 0,20686 = 112,48903 \text{ кВ}.$$

- вузол 8-7:

$$\Delta U_{8-7}^H = \frac{P_{8-7}^H \cdot R_{8-7} + Q_{8-7}^H \cdot X_{8-7}}{U_8^H} = \frac{13,859 \cdot 2,82 + 6,6069 \cdot 7,24}{112,48903} = 0,7726 \text{ кВ};$$

$$U_{K7} = 112,48903 - 0,7726 = 111,7163 \text{ кВ}.$$

- вузол 7-6:

$$\Delta U_{7-6}^H = \frac{P_{7-6}^H \cdot R_{7-6} + Q_{7-6}^H \cdot X_{7-6}}{U_7^H} = \frac{6,49958 \cdot 0,28 + 2,8123 \cdot 0,68}{111,7163} = 0,0322 \text{ кВ};$$

$$U_{K10} = 111,7163 - 0,0322 = 111,684 \text{ кВ}.$$

2) Напряга на низькій стороні визначається по формулі:

$$U_{iH}^B = \sqrt{\left(U_i - \frac{P_T^H \cdot R_T + Q_T^H \cdot X_T}{U_i} \right)^2 + \left(\frac{P_T^H \cdot X_T - Q_T^H \cdot R_T}{U_i} \right)^2} \quad (3.12)$$

$$U_{iL} = U_{iH}^B \cdot k_{TH}, \quad (3.13)$$

де k_{TH} - коефіцієнт трансформації, рівний $115/10,5=0,091$.

$$U_{12-121}^B = \sqrt{\left(114,8161 - \frac{1,80221 \cdot 7,35 + 0,89316 \cdot 110,2}{114,8161} \right)^2 + \left(\frac{1,80221 \cdot 110,2 - 0,89316 \cdot 7,35}{114,8161} \right)^2} =$$

$$= 113,849 \text{ кВ}$$

Звідки:

$$U_{12} = U_{12H}^B \cdot 0,091 = 10,36 \text{ кВ}.$$

$$U_{11-111}^B = \sqrt{\left(113,8064 - \frac{7,2192 \cdot 3,975 + 3,805 \cdot 69,5}{113,80645}\right)^2 + \left(\frac{7,2192 \cdot 69,5 - 3,805 \cdot 3,975}{113,80645}\right)^2} =$$

$$= 111,312 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_{11} = U_{11H}^B 0,091 = 10,129 \text{ кВ.}$$

$$U_{10-101}^B = \sqrt{\left(113,0712 - \frac{0,5 \cdot 0,7 + 0,2404 \cdot 17,35}{113,0712}\right)^2 + \left(\frac{0,5 \cdot 17,5 - 0,2404 \cdot 0,7}{113,0712}\right)^2} = 113,03 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_{10} = U_{10H}^B 0,091 = 10,285 \text{ кВ.}$$

$$U_{9-91}^B = \sqrt{\left(112,6959 - \frac{1,1249 \cdot 42,6 + 0,5994 \cdot 508,2}{112,6959}\right)^2 + \left(\frac{1,1249 \cdot 508,2 - 0,5994 \cdot 42,6}{112,6959}\right)^2} =$$

$$= 109,674 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_9 = U_{9H}^B 0,091 = 9,98 \text{ кВ.}$$

$$U_{8-81}^B = \sqrt{\left(112,48903 - \frac{2,50427 \cdot 7,35 + 1,264 \cdot 110,2}{112,48903}\right)^2 + \left(\frac{2,50427 \cdot 110,2 - 1,264 \cdot 7,35}{112,48903}\right)^2} =$$

$$= 111,112 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_8 = U_{8H}^B 0,091 = 10,111 \text{ кВ.}$$

$$U_{7-71}^B = \sqrt{\left(111,7163 - \frac{7,2022 \cdot 0,46 + 3,5258 \cdot 11,56}{111,7163}\right)^2 + \left(\frac{7,2022 \cdot 11,56 - 3,5258 \cdot 0,46}{111,7163}\right)^2} =$$

$$= 111,324 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_7 = U_{7H}^B 0,091 = 10,130 \text{ кВ.}$$

$$U_{6-61}^B = \sqrt{\left(111,4634 - \frac{6,9176 \cdot 3,97 + 3,4074 \cdot 69,5}{111,4634}\right)^2 + \left(\frac{6,9176 \cdot 69,5 - 3,4075 \cdot 3,97}{111,4634}\right)^2} = 109,029 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_6 = U_{6H}^B 0,091 = 9,922 \text{ кВ.}$$

$$U_{5-51}^B = \sqrt{\left(111,2752 - \frac{13,02 \cdot 1,27 + 6,7195 \cdot 27,95}{111,2752}\right)^2 + \left(\frac{13,02 \cdot 27,95 - 6,7195 \cdot 1,27}{111,2752}\right)^2} = 109,485 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_5 = U_{5H}^B 0,091 = 9,96 \text{ кВ.}$$

$$U_{4-41}^B = \sqrt{\left(112,2132 - \frac{0,7006 \cdot 14,7 + 0,33998 \cdot 220,4}{112,2132}\right)^2 + \left(\frac{0,7006 \cdot 220,4 - 0,33998 \cdot 14,7}{112,2132}\right)^2} = 111,4616 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_4 = U_{4H}^B 0,091 = 10,14 \text{ кВ.}$$

$$U_{3-31}^B = \sqrt{\left(112,63785 - \frac{1,70197 \cdot 7,35 + 0,8496 \cdot 110,2}{112,63785}\right)^2 + \left(\frac{1,70197 \cdot 110,2 - 0,8496 \cdot 7,35}{112,63785}\right)^2} = 111,707 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_3 = U_{3H}^B 0,091 = 10,16 \text{ кВ.}$$

$$U_{2-21}^B = \sqrt{\left(114,27985 - \frac{1,20196 \cdot 14,7 + 0,5994 \cdot 220,4}{114,27985}\right)^2 + \left(\frac{1,20196 \cdot 220,4 - 0,5994 \cdot 14,7}{114,27985}\right)^2} = 112,99 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_2 = U_{2H}^B 0,091 = 10,28 \text{ кВ.}$$

Усі проведені розрахунки заносимо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 - Результати розрахунків поточкорозподілу і напруги усталеного режиму.

Ділянка	P_H , МВт	Q_H , МВАр	R, Ом	X, Ом	U_H , кВ	ΔU , кВ	U_K , кВ
1-2	17,4569	9,02321	2,263	4,8	115	0,7201	114,279
2-21	1,20196	0,5994	14,7	220,4	114,279	112,99	10,28
2-3	16,18059	8,54668	5,47	11,6	114,279	1,642	112,637

Продовження таблиці 3.4

3-31	1,7019	0,8496	7,35	110,2	112,637	111,71	10,16
3-4	14,32552	7,58639	1,57	3,34	112,637	0,4246	112,213
4-41	0,7006	0,33998	14,7	220,4	112,213	111,461	10,14
4-5	13,5847	7,3385	3,61	7,66	112,213	0,9379	111,275
5-51	13,02	6,7195	1,27	27,95	111,275	109,485	9,96
5-6	0,44669	0,59809	2,44	4,19	111,275	0,0323	111,77
6-61	6,9176	3,6384	3,97	69,5	111,463	109,029	111,242
6-7	6,49958	2,8123	0,26	0,68	111,716	0,0322	111,684
7-71	7,20222	3,5258	0,46	11,56	111,716	111,324	10,13
7-8	13,8594	6,60698	2,82	7,24	112,4890	0,7726	111,716
8-81	2,5042	1,264	7,35	110,2	112,489	111,112	10,11
8-9	16,3980	7,30442	0,66	1,71	112,6959	0,20686	112,489
9-91	1,1249	0,5994	42,6	508,2	112,6959	109,674	9,98
9-10	17,55992	7,64807	1,14	2,93	113,0712	0,3752	112,695
10-101	0,5	0,2404	0,7	17,35	113,0712	113,03	10,285
10-11	18,19595	7,88614	2,18	5,58	113,806	0,73521	113,071
111-111	7,2192	3,805	3,975	69,5	113,806	111,312	10,129
11-12	25,56669	11,25782	2,13	5,46	114,816	1,00965	113,806
12-121	1,8022	0,89316	7,35	110,2	114,816	113,849	10,36
12-1	27,44118	11,81199	0,366	0,941	115	0,18389	114,816

Відповідно до ГОСТу напруга на шинах споживача має бути в межах $0,95U_{\text{ном}} < U_{\text{спож}} < 1,05U_{\text{ном}}$. Відомо, що $U_{\text{спож}} = 10$ кВ, $9,5 < U_{\text{спож}} < 10,5$ кВ. На підставі розрахунків можна зробити висновок про те, що необхідне $U_{\text{спож}}$ забезпечується, але потрібне його регулювання до $U_{\text{ном спож}} = 10,4$ кВ.

3.2.1.6 Вибір засобів регулювання напруги

$$n = \frac{U_H^B / U_{\text{треб}} \cdot 10,5 - 115}{2,047}. \quad (3.14)$$

З формули 3.14 знаходимо, що:

$$U_{\text{спож}} = \frac{U_H^B \cdot 10,5}{115 - n \cdot 2,047}. \quad (3.15)$$

Розглянемо вибір відпайок на прикладі вузла 21:

$$n = \frac{(112,99 / 10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -0,45 \approx 0.$$

Відпайок не потрібно.

Розглянемо вибір відпайок на прикладі вузла 31:

$$n = \frac{(111,707 / 10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -1,08 \approx -1.$$

Напруга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -1$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{111,707 \cdot 10,5}{115 - 1 \cdot 2,047} = 10,38 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайок на прикладі вузла 41:

$$n = \frac{(111,4616 / 10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -1,2 \approx -1.$$

Напруга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -1$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{111,4616 \cdot 10,5}{115 - 1 \cdot 2,047} = 10,36 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайок на прикладі вузла 51:

$$n = \frac{(109,485 / 10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -2,17 \approx -2.$$

Напруга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -2$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{109,485 \cdot 10,5}{115 - 2 \cdot 2,047} = 10,36 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайок на прикладі вузла 61:

$$n = \frac{(109,029 / 10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -2,4 \approx -2.$$

Напруга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -2$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{109,029 \cdot 10,5}{115 - 2 \cdot 2,047} = 10,32 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайок на прикладі вузла 71:

$$n = \frac{(111,324/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -1,27 \approx -1.$$

Напряга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -1$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{111,324 \cdot 10,5}{115 - 1 \cdot 2,047} = 10,34 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайок на прикладі вузла 81:

$$n = \frac{(111,112/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -1,37 \approx -1.$$

Напряга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -1$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{111,112 \cdot 10,5}{115 - 1 \cdot 2,047} = 10,32 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 91:

$$n = \frac{(109,674/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -2,08 \approx -2.$$

Напряга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -2$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{109,674 \cdot 10,5}{115 - 2 \cdot 2,047} = 10,38 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 101:

$$n = \frac{(113,03/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -0,43 \approx 0.$$

Відпайка не потрібна.

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 111:

$$n = \frac{(111,312/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -1,27 \approx -1.$$

Напряга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -1$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{111,324 \cdot 10,5}{115 - 1 \cdot 2,047} = 10,34 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 121:

$$n = \frac{(113,849/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -0,027 \approx 0.$$

Відпайка не потрібна.

Занесемо усі значення у таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 - Вибір відпайок силового трансформатора

Номер вузла	Необхідна напруга на шинах ПС, кВ	Напруга на шинах підстанції до регулювання, кВ	Раціональна відпайка	Напруга на шинах підстанції після регулювання, кВ
21	10,4	10,28	0	10,28
31	10,4	10,16	-1	10,38
41	10,4	10,14	-1	10,36
51	10,4	9,96	-2	10,36
61	10,4	9,92	-2	10,32
71	10,4	10,13	-1	10,34
81	10,4	10,11	-1	10,32
91	10,4	9,98	-2	10,38
101	10,4	10,28	0	10,28
111	10,4	10,12	-1	10,34
121	10,4	10,36	0	10,36

3.2.2 Розрахунок післяаварійних усталених режимів (обрив ділянки 1-

2)

Мережу необхідно перевірити в колі при відключення одного джерела 1 -

2.

3.2.2.1 Розрахунок потоків потужності на ділянці мережі

Розрахунок потоків потужності на ділянці мережі наведено в Додатку Б.

3.2.2.2 Визначення напруги у вузлах схеми

Визначення напруги у вузлах схеми наведено в Додатку Б.

3.2.2.3 Вибір засобів регулювання напруги.

Вибір засобів регулювання напруги наведено в Додатку Б.

3.2.3 Розрахунок післяаварійних усталених режимів (обрив ділянки 1-12)

Розрахунок післяаварійних усталених режимів (обрив ділянки 1-12) наведено в Додатку Б.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Розробка конструкції та розрахунок захисного заземлення

Передбачається спорудження заземлювача із зовнішньої сторони приміщення, до якого прибудована підстанція. Вертикальні електроди розташовуються по контуру з периметром $p = 100$ м; матеріал, з якого виготовлені вертикальні електроди – кругла сталь діаметром $d = 16$ мм, довжиною $l = 5$ м; глибина закладання $0,7$ м. Усі електроди з'єднані з горизонтальним електродом з такої ж сталі.

- визначаємо необхідний опір заземлюючого пристрою для сторони 10 кВ:

$$R_{з.н.} = \frac{125}{I_3},$$

де 125 В – розрахункова напруга на заземлюючому пристрої, так як він виконується загальним для сторони 10 і 0,4 кВ

I_3 – однофазний струм замикання на землю на стороні 10 кВ, А; приймаємо

$$I_3 = 20 \text{ А},$$

тоді

$$R_{з.н.} = \frac{125}{20} = 6,25 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ опір заземлюючого пристрою в мережі 0,4 кВ не повинен перевищувати 4 Ом. Отже, з двох значень опорів вибираємо найменше і приймаємо його за розрахункове, таким чином, $R_{з.н.} \leq 4$ Ом.

- визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \psi_3 \cdot \rho,$$

де ψ_3 – підвищуючий коефіцієнт, що відображає зміну опору ґрунту при висиханні влітку і промерзанні взимку і йому відповідає найбільше значення питомого опору ґрунту; $\psi_3 = 1,4$ для суглинку ([Л-6]табл.7.3)

ρ - питомий опір ґрунту; $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ([Л-6] ст.257), тоді

$$\rho_p = 1,4 \cdot 100 = 140 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

- визначаємо опір розтіканню одного вертикального стержня, заглибленого нижче рівня землі на 0,7 м:

$$R_{o.в.} = \frac{\rho_p}{2\pi l} \cdot \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} + \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right),$$

де l – довжина вертикального електрода; $l = 5 \text{ м}$

d – діаметр електрода; $d = 0,016 \text{ м}$

t – відстань від поверхні землі до половини довжини вертикального електрода:

$$t = 0,7 + \frac{l}{2} = 0,7 + \frac{5}{2} = 3,2 \text{ м},$$

тоді

$$R_{o.в.} = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,016} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 30,5 \text{ Ом}$$

Так як, горизонтальний заземлювач майже не впливає на загальний опір заземлюючого пристрою, то опір полос можна не враховувати.

- визначаємо наближену кількість вертикальних заземлювачів:

$$n = \frac{p}{a},$$

де p – периметр контуру; $p = 100 \text{ м}$

a – відстань між вертикальними електродами; приймається не менше довжини заземлювача або кратною довжині: $a = 5; 10 \text{ м}$, отже, приймаємо $a = 5 \text{ м}$, тоді:

$$n = \frac{100}{5} = 20 \text{ шт.}$$

- перевіряємо величину опору заземлюючого пристрою, яку забезпечує n заземлювачів:

$$R_{з.п.} = \frac{R_{o.в.}}{n \cdot \eta},$$

де η - коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів, що залежить від кількості заземлювачів в контурі і від відношення a/l ; при кількості заземлювачів в контурі $n = 20 \text{ шт.}$ і $a/l = 1$ $\eta = 0,44$ ([Л-6] табл.7.1), тоді:

$$R_{з.п.} = \frac{30,5}{20 \cdot 0,44} = 3,5 \text{ ом} < 4 \text{ Ом}$$

Отже, 20 заземлювачів забезпечує необхідну величину опору заземлюючого контуру.

4.2 Причини електротравматизму

Основними причинами електротравматизму є:

- недостатня навченість, несвоєчасна перевірка знань та присвоєння груп кваліфікації за технікою безпеки персоналу, який обслуговує електроустановки;
 - порушення правил влаштування, технічної експлуатації та техніки безпеки електроустановок;
 - неправильна організація праці;
 - неправильне розташування пускової апаратури та розподільчих пристроїв, захаращеність підходів до них;
 - порушення правил виконання робіт в охоронних зонах ЛЕП, електричних кабелів та ліній зв'язку;
 - несправність ізоляції, через що металеві не струмопровідні частини обладнання виявляються під напругою;
 - обрив заземлювального провідника;
 - використання електрозахисних пристроїв, які не відповідають умовам виконання робіт;
 - виконання електромонтажних та ремонтних робіт під напругою;
 - застосування проводів та кабелів, які не відповідають умовам виробництва та використовуваній напрузі;
 - низька якість з'єднань та ремонту;
- недооцінка небезпеки струму, який проходить через тіло людини та напруги, впливу якої підлягає людина, коли її ноги знаходяться на ділянці з точками різного потенціалу (“крокова напруга”);

- ремонт обірваного нульового провідника повітряної лінії при невимкненій мережі і приєднаному однофазному навантаженні;
 - живлення декількох споживачів від загального пускового пристрою з захистом запобіжниками, розрахованими на вимкнення найбільш потужного з них або від однієї групи розподільчої шафи;
 - недооцінка необхідності вимкнення електроустановки (зняття напруги) в неробочі періоди;
 - виконання робіт без індивідуальних засобів електрозахисту або використання захисних засобів, які не пройшли своєчасного випробування;
 - невиконання періодичних випробувань, зокрема перевірок опору ізоляції (електромереж, обмоток електродвигунів, котушок комутаційної апаратури, реле) та опорів заземлювальних пристроїв;
 - користування електроустановками, опір ізоляції яких не перевищує нормативних значень;
 - використання електроустановок кустарного виготовлення, виготовлених з порушенням вимог правил електробезпеки (зокрема, розподільчими та пусковими пристроями, електропечами);
 - некваліфікований інструктаж робітників, які використовують ручні електричні машини;
 - відсутність контролю за діями працівників з боку виконавців робіт;
 - відсутність маркування, запобіжних плакатів, блокувань, тимчасових огорожень місць електротехнічних робіт.

Ці причини можна згрупувати за наступними чинниками:

- дотик до струмоведучих частин під напругою внаслідок недотримання правил техніки безпеки, дефектів конструкції та монтажу електрообладнання;
- дотик до неструмоведучих частин, які опинились під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, перехрещування проводів;
- помилкове подання напруги в установку, де працюють люди;
- відсутність надійних захисних пристроїв.

4.3 Заходи з протипожежної безпеки при експлуатації електрообладнання

Пожежі виникають при порушенні протипожежних умов зберігання та користування горючими речовинами, а також, при неправильній експлуатації електротехнічних установок та пристроїв; при коротких замиканнях в електричних мережах, тощо.

Характерні причини виникнення пожежі:

- порушення правил зберігання горючих речовин;
- порушення правил експлуатації електрообладнання в несправному стані;
- застосування несправних освітлювальних приладів;
- відсутність блискавковідводів;
- застосування несправної електропроводки і пристроїв, що створюють іскріння;
- порушення правил проведення зварювальних і вогневих робіт в місцях зберігання горючих речовин та матеріалів;
- тощо.

Заходи з пожежної безпеки:

- правильний вибір електрообладнання і пускорегулювальної апаратури;
- правильна організація електрогазозварювальних робіт;
- захист виробничих комунікацій від розповсюдження вогню;
- комплектація електроустановок засобами пожежогасіння:
 - а) ручні вогнегасники (ОУ-2; ОУ-5; ОУ8) – для гасіння пожежі в електроустановках;
 - б) пожежна сигналізація і система автоматичного пожежогасіння кабельних тунелів, силових трансформаторів, тощо;

Організація пожежної безпеки підприємства покладається на керівників підрозділів, які зобов'язані :

- організувати вивчення та виконання типових правил всіма працівниками;
- організувати на об'єктах пожежотехнічну комісію і добровільну пожежну дружину;
- організувати проведення протипожежного інструктажу та занять з пожежотехнічного мінімуму;
- періодично перевіряти стан пожежної безпеки, наявність та справність технічних засобів;
- розробити інструкції про заходи з пожежної безпеки та затвердити у головного інженера.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Запропоновано для встановлення два силових трансформатори типу ТМН-6300/110 і ТМ-6300/110, що працюють паралельно. Загальне навантаження підстанції становить 9,36 МВА.

2. На стороні високої напруги запропоновано підключення двома лініями. На стороні низької напруги потрібно встановити 10 лінійних комірок, що дасть можливість постачати електричну енергією усім споживачам.

3. На стороні ВН вибрано схему підключення « Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку лінії ». На стороні НН приймається схема «Одна одинока секціонована вимикачем система шин».

4. Повне навантаження власних потреб ПС у зимовий період становить 38,98 МВА. Вибрано два ТВП ТМ-40/10/0,4. Запропоновано схему власних потреб підстанції.

5. Проведено розрахунок струмів КЗ у точці $K1$, у точці $K2$, у точці $K2$ при відключеному секційному вимикачу.

6. Проведено заміну відокремлювачів ОДЗ-2-110/1000 та короткозамикачів КЗ-110 на вимикачі ВЕБ - 110 П - 40/2000У1 із вбудованими трансформаторами струму ТБ-110, що дозволить швидше визначати та локалізувати місця ушкоджень, тим самим, знижуючи недовідпуск електроенергії. На стороні НН на підходящих лініях встановлюються вакуумні вимикачі типу ВВУ-СЕЩ-ПЗ-10-20/1000. На стороні НН в колах вводу РП-10 кВ прийнято вимикачі ВВ/ТЕЛ - 10 - 20/1000У1.

7. На стороні ВН 110 кВ встановлюються сучасніші з поліпшеними експлуатаційними властивостями роз'єднувачі типу РГН - 100/1000 УХЛ, що мають значно менші габарити, чим раніше встановлені на підстанції роз'єднувачі типу РЛНД.

8. Проведено вибір вимірювальних трансформаторів струму. На ВРП 110 кВ встановлені вимикачі *ВЕБ-110*, що мають вбудовані трансформатори струму типу ТБ-110. Намічено трансформатори струму ТБ-110 - II - 200/5. На стороні НН вибрано трансформатори струму типу ТЛМ - 10-600/5.

9. Проведено вибір вимірювальних трансформаторів напруги. В РП-110 кВ встановлені трансформатор напруги *НКФ-110-83У1*. В РП-10 кВ встановлені трансформатори напруги НАМІ-10.

10. Проведено вибір струмоведучих частин для РП-110 кВ та РП-10 кВ.

11. Проведено вибір ізоляторів. Вибрано опорні полімерні ізолятори ОТПК 4-110А-1.

12. Виконаний розрахунок і аналіз усталеного режиму роботи ділянки мережі в режимі максимальних, а також післяаварійних режимах.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів: підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.
2. В.Я. Решетник, І.М. Сисак. Конспект лекцій з дисципліни “Електричні системи та мережі” спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Тернопіль: ТНТУ. - 2016.- 152 с.
3. Сисак І.М. Електричні системи та мережі [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 1747): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2011.
4. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: Навч. посіб. – К.: Знання, 2007. – 292 с. – (Вища освіта XXI століття).
5. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України, - К., 2017.
6. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
7. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: Підручник. 2-ге вид., перероб. і доп. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 436 с.
8. Сисак І.М. Електропостачання промислових і муніципальних об'єктів [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 1748): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2011. – Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>.
9. Г.І. Головачук. Підвищення надійності та пропускної здатності трансформаторних підстанцій. /В.О. Купчик, Т.Т. Сердюк, Г.І.

Головачук, Р.Б. Волосинецький, Л.Т. Мовчан, І.М. Сисак.// Матеріали XI міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів. Актуальні задачі сучасних технологій – Тернопіль 7-8 грудня 2022. — Т : ТНТУ, 2022.

- 10.Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.
- 11.Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник /А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с.
- 12.Бабюк, Сергій Миколайович, К. М. Клебан, and В. В. Танасійчук. "Шляхи підвищення надійності електропостачання." Збірник тез доповідей X Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “ (2021): 5-6.

ДОДАТКИ

Додаток А

Розрахунок схеми електричної розподільчої мережі

Робимо розрахунок розподільчої мережі 10 кВ, а зокрема фідера 11. Ця ділянка живить сільські населені пункти і усі установи, що знаходяться в них, і у тому числі об'єкти сільського господарства. Усі ці об'єкти є споживачами II і III категорії.

Електричний розрахунок розподільчої мережі від підстанції Лісоводи зводиться до вибору марки і перерізу дротів і їх перевірки по допустимих втратах напруги і по допустимому нагріву. Розрахунок робитиметься по наступному порядку:

- знаходять попередній поточкорозподіл вважаючи, що режим роботи розподільчої мережі в замкнутому стані (тобто режим роботи лінії з двостороннім живленням) - нормальний робочий режим і магістраль лінії, що розраховується, однорідна;

- по попередньому поточкорозподілу визначають перерізи дротів по усіх ділянках методом економічних інтервалів;

- вибравши стандартні перерізи дротів, знаходять дійсні параметри ділянок мережі (R_i і X_i) і відповідно до них уточнюють поточкорозподіл. При цьому, оскільки мережа, що розраховується, відноситься до класу місцевих мереж, розрахунок поточкорозподілу можна робити без урахування втрат потужності в її елементах;

- визначають максимальні втрати напруги до точок поточкорозподілу і до кінцевих точок відгалужень;

- вибрані перерізи дротів перевіряють по допустимих втратах напруги.

Для цього складають таблицю відхилень напруги;

Радіальна схема, що розраховується, приведена на в графічній частині.

Попередній розподіл потужностей

Визначаємо потоки активної потужності в лініях таким чином:

$$P_{7-9} = P_9 = 143,5 \text{ KBm};$$

$$P_{7-8} = P_8 = 87,5 \text{ KBm};$$

$$P_{5-7} = P_{7-9} + P_{7-8} = 87,5 + 143,5 = 231 \text{ KBm};$$

$$P_{5-6} = P_6 = 175 \text{ KBm};$$

$$P_{5-15} = P_{5-7} + P_{5-6} = 231 + 175 = 406 \text{ KBm};$$

$$P_{10-14} = P_{10} = 44,1 \text{ KBm};$$

$$P_{11-14} = P_{11} = 44,1 \text{ KBm};$$

$$P_{12-14} = P_{10-14} + P_{11-14} = 44,1 + 44,1 = 88,2 \text{ KBm};$$

$$P_{12-13} = P_{13} = 44,1 \text{ KBm};$$

$$P_{15-12} = P_{12-13} + P_{12-14} = 44,1 + 88,2 = 132,3 \text{ KBm};$$

$$P_{3-15} = P_{5-15} + P_{15-12} = 406 + 132,3 = 538,3 \text{ KBm};$$

$$P_{3-4} = P_4 = 44,1 \text{ KBm};$$

$$P_{1-3} = P_{3-4} + P_{3-15} = 44,1 + 538,3 = 582,4 \text{ KBm}$$

$$P_{1-2} = P_2 = 175 \text{ KBm};$$

$$P_{C-1} = P_{1-2} + P_{1-3} = 175 + 582,4 = 757,4 \text{ KBm};$$

Перевіряємо, чи рівна потужність, що віддається джерелом і передавана по лініях, сумарній потужності споживаної споживачами підстанцій.

$$P_{нав} = 757,4 \text{ KBm} = P_{ген} = 757,4 \text{ KBm},$$

де $P_{нав}$ - потужність усіх навантажень;

$P_{ген}$ - генерована потужність.

Вони обчислюються, як:

$$\begin{aligned} P_{нав} &= (P_2 + P_4 + P_{10} + P_{11} + P_{13} + P_6) + (P_8 + P_9) = \\ &= 143,5 + 87,5 + 175 + 44,1 + 44,1 + 44,1 + 44,1 + 175 = 757,4 \text{ KBm}, \end{aligned}$$

$$P_{ген} = P_{1-3} + P_{1-2} = 582,4 + 175 = 757,4 \text{ KBm}.$$

Вибір перерізів і марок провідників

Визначаємо струми в лініях, таким чином:

$$I_1 = \frac{P_{C-1}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi} = \frac{757,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 48,58 \text{ A}.$$

Струми інших ліній обчислюються аналогічно, приведені в табл. А.1.

Таблиця А.1 - Струми в лініях

№ лінії	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7	№8	№9	№10	№11
Струм I, А	48,58	11,22	37,36	2,83	26,04	11,22	14,81	5,6	9,2	2,8	2,8

Продовження таблиці А.1

№ лінії	12	13	14	15
Струм I, А	8,48	2,83	5,65	34,53

Так як підстанція, що розраховується, знаходиться в II районі по ожеледі і вітру, вибираємо залізобетонні опори для ліній. Відповідно до [4] приймаємо відстань між дротами рівну 1,3 м. Залишаємо алюмінієві і сталюалюмінієві дроти, але на деяких ділянках замінюємо на самонесучі ізолювані дроти.

На першій ділянці лінії знаходиться дріт 2×А-70, він вибирається по найближчому критичному струму, згідно [1], $I_{кр} = 165 \text{ A}$, $I_1 = 48,58$, тобто дріт вибраний вірно.

У зв'язку із зростаючим споживанням електроенергії, частими випадками обривів лінії і міжфазних замикань, наявністю важливих споживачів (лікарня, АЗС, школа, пилорама), для забезпечення надійності електропостачання споживачів і у відповідності вимогам на ділянках 1-3, 3-15,

14-11, 5-6, 5-15, 1-2 замість алюмінієвих А-70 і сталюалюмінієвих 2×АС-35 дротів вибираємо самонесучі ізольовані дроти марки 2×СПП-3, що прокладаються на ті ж опори.

Дроти вибираються по економічній щільності струму. На 10 ділянці:

$$F_{E1} = \frac{I_{1Ц}}{j_{ек}} = \frac{37,36}{1,7} = 21,97 \text{ мм}^2,$$

де $j_{ек}$ - економічна щільність струму $j_{ек} = 1,7$, при $T_{\max} = 4500$.

По [1] найближчий переріз - 25 мм², вибираємо СПП-3.

Вибір захищеного дроту по нагріву струмами навантаження

$$I_{доп} = 245 \text{ А} \geq I_{ав} = 37,36 \text{ А}.$$

Вибір захищених дротів по термічній стійкості до струму короткого замикання:

$$\vartheta_{к} = 150^{\circ} \text{ С} \leq \vartheta_{к доп} = 250^{\circ} \text{ С}.$$

Вибраний захищений дріт проходить за усіма умовами перевірки. СППі мають горизонтальний спосіб прокладення фаз.

Вибір провідників інших ліній проводиться аналогічно. Параметри провідників зведені в таблицю А.2.

Таблиця А.2 - Марка дротів і тривало допустимі струми

№ лінії	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7	№8	№9	№10	№11
Дріт	2×СПП3-25	2×СПП3-25	2×СПП3-25	2×АС-35	2×СПП3-25	2×СПП3-25	2×А-70	2×А-70	2×А-70	2×А-70	2×СПП3-25
$I_{доп}$, А	2×45	2×45	2×45	2×75	2×40	2×45	2×65	2×65	2×65	2×65	2×45

Продовження таблиці А.2

№ лінії	№12	№13	№14	№15
Дріт	2×АС-70	2×АС-35	2×А-70	2×СИПЗ-25
$I_{доп}, A$	2×265	2×172	2×165	2×245

Вибрані дроти перевіряємо на коронування. Перевіряємо усі вибрані дроти на нагрів струмами післяаварійного режиму.

Вважаємо, що в результаті аварії відключилося по одному колу кожної лінії. Лінії, що залишилися після аварії, мають струми, приведені в таблиці А.3. Усі вибрані дроти задовольняють умові перевірки на нагрів. Заповнюємо таблицю А.3.

Таблиця А.3 - Марка і параметри вибраних дротів

№ лінії	Провідник	$I_{доп}, A$	$r_0, Ом/км$	$x_0, Ом/км$	$b_0, См/км \cdot 10^{-6}$
1	2×СИПЗ-25	2×245	0,720	0,299	3,23
2	2×СИПЗ-25	2×245	0,720	0,299	3,23
3	2×СИПЗ-25	2×245	0,720	0,299	3,23
4	2×АС-35	2×175	0,52	0,0095	0,85
5	2×СИПЗ-25	2×245	0,720	0,299	3,23
6	2×СИПЗ-25	2×245	0,720	0,299	3,23
7	2×А-70	2×165	0,294	0,355	2,44
8	2×А-70	2×165	0,294	0,355	2,44
9	2×А-70	2×165	0,294	0,355	2,44
10	2×А-70	2×165	0,294	0,355	2,44
11	2×СИПЗ-25	2×245	0,720	0,299	3,23
12	2хАС-70	2×265	0,4430	0,086	0,975
13	2×АС-35	2×175	0,52	0,095	0,85
14	2×А-70	2×165	0,294	0,355	2,44
15	2×СИПЗ-25	2×245	0,720	0,299	3,23

Визначення параметрів ліній

Визначаємо параметри ліній по формулах:

$$R_{Л1} = r_0 \cdot l_1 / n;$$

$$X_{Л1} = x_0 \cdot l_1 / n;$$

$$B_{Л1} = b_0 \cdot l_1 \cdot n .$$

Результати зведемо в таблицю А.4.

Таблиця А.4 - Параметри ліній

№ лінії	$l_{Л}$, км	$R_{Л}$, Ом	$X_{Л}$, Ом	b_0 , $\text{См} \cdot 10^{-6}$
1	2	3	4	5
1-2	0,2	0,144	0,0598	0,646
1-3	1,2	0,864	0,358	3,876
3-4	0,28	0,145	0,0266	0,238
15-5	1,14	0,820	0,340	3,682
5-6	0,66	0,475	0,197	2,131
5-7	0,9	0,2646	0,319	2,196
7-8	1,68	0,493	0,596	4,09
7-9	1,4	0,411	0,497	3,41
14-10	0,7	0,205	0,248	1,708
14-11	0,3	0,216	0,089	0,969
15-12	6,24	2,764	0,536	6,084
12-13	1,4	0,728	0,133	1,19
12-14	1,1	0,323	0,39	2,684
3-15	2,5	1,8	0,747	8,075
3-1	1,2	0,864	0,358	3,876

Оскільки мережа, що розраховується, відноситься до класу місцевих мереж, розрахунок поточкорозподілу можна робити без урахування втрат потужності в її елементах, таким чином розрахунок втрат потужності в силових трансформаторах робити не будемо.

Визначення ємностей ліній

Знайдемо зарядні потужності ліній таким чином:

$$-jQ/2 = -\frac{1}{2}U_{НОМ}^2 \cdot jB;$$

$$\frac{-jQ_{C-1}}{2} = -\frac{1}{2}(10)^2 \cdot 3,876 \cdot 10^{-6} = -0,000193 \text{ МВАр};$$

$$\frac{-jQ_{1-2}}{2} = -\frac{1}{2}(10)^2 \cdot 0,646 \cdot 10^{-6} = -0,0000323 \text{ МВАр};$$

Аналогічно знаходимо зарядні потужності інших ліній мережі.

Таблиця А.5 - Параметри ліній

№ лінії	3-1	1-2	1-3	3-4	3-15	15-12	14-11
-jQ/2, МВАр	0,000193	0,0000323	0,000193	0,0000119	0,000403	0,000304	0,0000484

Продовження таблиці А.5

№ лінії	14-10	12-13	5-15	5-6	5-7	7-8	7-9
-jQ/2, МВАр	0,0000854	0,0000595	0,000184	0,000106	0,000109	0,000204	0,00017

Визначення розрахункових навантажень вузлів

Знайдемо розрахункові навантаження вузлів.

$$S_{PC} = - Q_{C-1}/2 = -j0,000193 \text{ MBA}$$

$$S_{P1} = (- Q_{C-1} - Q_{1-3} - Q_{1-2})/2 = -j0,000418 \text{ MBA}$$

$$S_{P2} = - Q_{1-2}/2 = -j 0,0000323 \text{ MBA}$$

$$S_{P3} = - Q_{1-3}/2 - Q_{3-15}/2 - Q_{3-4}/2 = -j 0,000607 \text{ MBA}$$

$$S_{P4} = -Q_{3-4}/2 = - j0, 0000119 \text{ MBA}$$

$$S_{P15} = - Q_{3-15}/2 - Q_{5-15}/2 - Q_{15-12}/2 = - j 0,000891 \text{ MBA}$$

$$S_{P12} = - Q_{15-12}/2 - Q_{12-13}/2 - Q_{12-14}/2 = - j 0,000497 \text{ MBA}$$

$$S_{P13} = -Q_{1-3}/2 = -j 0,000193 \text{ MBA}$$

$$S_{P14} = - Q_{12-14}/2 - Q_{14-11}/2 - Q_{14-10}/2 = - j0, 000267 \text{ MBA}$$

$$S_{P10} = -Q_{10-14}/2 = - j 0,000854 \text{ MBA}$$

$$S_{P11} = -Q_{10-11}/2 = -j0,0000484 \text{ MBA}$$

$$S_{P5} = - Q_{5-6}/2 - Q_{5-7}/2 - Q_{5-15}/2 = -j0,000399 \text{ MBA}$$

$$S_{P6} = -Q_{5-6}/2 = -j0,000106 \text{ MBA}$$

$$S_{P7} = - Q_{5-7}/2 - Q_{7-8}/2 - Q_{7-9}/2 = -j0,000483,$$

$$S_{P8} = -Q_{7-8}/2 = - j 0,000204 \text{ MBA}$$

$$S_{P9} = -Q_{7-9}/2 = -j0,00017 \text{ MBA.}$$

Розрахунок потоків потужності на ділянках електричної мережі.

Втрати потужності:

$$\Delta P = \frac{P+Q}{U_{HT}^2} R, \quad \Delta Q = \frac{P+Q}{U_{HT}^2} X,$$

Відхилення напруги не великі (менше 2%), вважаємо, що робота трансформаторів з вибраними стандартними відгалуженнями забезпечить споживачів якісною напругою.

Визначаємо дійсну щільність струму в лініях:

$$\delta_1 = \frac{S_{1-2}^H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot F_1} = \frac{\sqrt{175,05^2 + 84,61^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 50} = 0,224 \text{ A/мм}^2,$$

де F_1 - переріз дроту лінії 2.

Щільність струму інших ліній зводимо в таблицю А.6.

Таблиця А.6 - Щільність струму в лініях

№ лінії	$\delta_{л}, \text{A/мм}^2$
9-(7-9)	0,184
8-(7-8)	0,15
7-(5-7)	0,1915
6-(5-6)	0,224
5-(5-15)	0,515
4-(3-4)	0,062
3-(1-3)	0,725
2-(1-2)	0,224
10-(14-10)	0,056
11-(14-11)	0,0569
12-(15-12)	0,166
13-(12-13)	0,056
14-(12-14)	0,109
15-(3-15)	0,689
1-(3-1)	0,949

Коефіцієнт корисної дії ліній:

$$\eta_1 = \frac{P_9^K}{P_9^H} \cdot 100 = \frac{56,7}{56,745} \cdot 100 = 99,921 \% ;$$

Коефіцієнти корисної дії інших ліній зведемо в таблицю А.7.

Таблиця А.7 - Коефіцієнти корисної дії ліній

№ лінії	$\eta_{л}, \%$
1	2
9-(7-9)	99,933
8-(7-8)	99,845
7-(5-7)	99,996
6-(5-6)	99,751
5-(5-15)	99,624
4-(3-4)	90,512
3-(1-3)	99,448
2-(1-2)	99,976
10-(14-10)	99,485
11-(14-11)	99,120
12-(15-12)	99,587
13-(12-13)	99,645
14-(12-14)	99,978
15-(3-15)	98,934

Додаток Б

Розрахунок потоків потужності на ділянці мережі

Згідно з формулами 3.5, 3.6 розраховуються потоки потужності на ділянках мережі.

Визначаємо потужності на початку і кінці ділянки 2-3:

$$S_{3-2}^K = S_{21-2}^H + S_{P2} = 1,20196 + j0,5994 + 0,0092 - j0,2613 = 1,21116 + j0,3381 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{1,211^2 + 0,338^2}{115^2} \cdot 5,47 = 0,000654 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{1,211^2 + 0,338^2}{115^2} \cdot 11,6 = 0,00138 \text{ МВАр};$$

$$S_{3-2}^H = S_{3-2}^K + \Delta S = 1,2118 + j0,3394 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потужності на початку і кінці ділянки 3-4:

$$S_{3-4}^K = S_{3-2}^H + S_{31}^H + S_{P3} = 1,2118 + j0,3394 + 1,7019 + j0,8496 + 0,0184 - j0,176 = 2,9321 + j1,01308 \text{ МВА}$$

$$\Delta P = \frac{2,932^2 + 1,013^2}{115^2} \cdot 1,57 = 0,001142 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{2,932^2 + 1,013^2}{115^2} \cdot 3,34 = 0,00243 \text{ МВАр};$$

$$S_{3-4}^H = S_{3-4}^K + \Delta S = 2,9333 + j1,0155 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потужності на початку і кінці ділянки 4-5:

$$S_{4-5}^K = S_{3-4}^H + S_{45}^H + S_{P4} = 2,9333 + 1,0155 + 0,7006 + j0,3399 + 0,0092 - j0,157 = 3,6431 + j1,1984 \text{ МВА},$$

$$\Delta P = \frac{3,643^2 + 1,1984^2}{115^2} \cdot 3,61 = 0,004015 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{3,643^2 + 1,1984^2}{115^2} \cdot 7,66 = 0,008519 \text{ МВАр};$$

$$S_{4-5}^H = S_{4-5}^K + \Delta S = 16,7212 + j7,8115 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потужності на початку і кінці ділянки 5-6:

$$S_{5-6}^K = S_{4-5}^H + S_{51}^H + S_{P5} = 3,6472 + 1,2010 + 13,02 + j6,719 + 0,054 - j0,115 = 16,7212 + j7,8115 \text{ МВА},$$

$$\Delta P = \frac{16,7212^2 + 7,8115^2}{115^2} \cdot 2,44 = 0,06284 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{16,7212^2 + 7,8115^2}{115^2} \cdot 4,19 = 0,1079 \text{ МВАр};$$

$$S_{5-6}^H = S_{5-6}^K + \Delta S = 16,7840 + j7,9194 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужності на початку і кінці ділянки 6-7:

$$S_{6-7}^K = S_{5-6}^H + S_{61}^H + S_{P6} = 16,7840 + j7,9194 + 6,9176 + j3,6384 + 0,028 - j0,231 = 23,7296 + j11,3268 \text{ МВА},$$

$$\Delta P = \frac{23,7296^2 + 11,3268^2}{115^2} \cdot 0,26 = 0,01359 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{23,7296^2 + 11,3268^2}{115^2} \cdot 0,68 = 0,03554 \text{ МВАр};$$

$$S_{6-7}^H = S_{6-7}^K + \Delta S = 23,7432 + j11,3623 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужності на початку і кінці ділянки 7-8:

$$S_{7-8}^K = S_{6-7}^H + S_{71}^H + S_{P7} = 23,7432 + j11,3623 + 7,2022 + j3,5258 + 0,108 + j0,1415 = 31,0534 + j15,0296 \text{ МВА},$$

$$\Delta P = \frac{31,0534^2 + 15,0296^2}{115^2} \cdot 2,82 = 0,2537 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{31,0534^2 + 15,0296^2}{115^2} \cdot 7,24 = 0,6515 \text{ МВАр};$$

$$S_{7-8}^H = S_{7-8}^K + \Delta S = 31,3072 + j15,6812 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужності на початку і кінці ділянки 8-9:

$$S_{8-9}^K = S_{7-8}^H + S_{81}^H + S_{P8} = 31,3072 + j15,6812 + 2,5042 + j1,264 + 0,0184 - j0,608 = 33,8299 + j16,337 \text{ МВА},$$

$$\Delta P = \frac{33,8299^2 + 16,3372^2}{115^2} \cdot 0,66 = 0,0704 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{33,8299^2 + 16,3372^2}{115^2} \cdot 1,71 = 0,1824 \text{ МВАр};$$

$$S_{8-9}^H = S_{8-9}^K + \Delta S = 33,9003 + j16,5197 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужності на початку і кінці ділянки 9-10:

$$S_{9-10}^K = S_{8-9}^H + S_{91}^H + S_{P9} = 33,9003 + j16,5197 + 1,12497 + j0,05994 + 0,0055 - j0,3365 = 35,0308 + j16,7826 \text{ МВА},$$

$$\Delta P = \frac{35,0308^2 + 16,7826^2}{115^2} \cdot 1,14 = 0,13006 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{35,0308^2 + 16,7826^2}{115^2} \cdot 2,93 = 0,33424 \text{ МВАр};$$

$$S_{9-10}^H = S_{9-10}^K + \Delta S = 35,1608 + j17,1169 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужності на початку і кінці ділянки 10-11:

$$S_{10-11}^K = S_{9-10}^H + S_{10}^H + S_{P10} = 35,1608 + j17,1169 + 0,5 + j0,2404 + 0,072 - j0,1662 = \\ = 35,7329 + j17,1911 \text{ МВА,}$$

$$\Delta P = \frac{35,7329^2 + 17,1911^2}{115^2} \cdot 2,18 = 0,2591 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{35,7329^2 + 17,1911^2}{115^2} \cdot 5,58 = 0,6634 \text{ МВАр};$$

$$S_{10-11}^H = S_{10-11}^K + \Delta S = 35,9920 + j17,8545 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужності на початку і кінці ділянки 11-12:

$$S_{11-12}^K = S_{10-11}^H + S_{11}^H + S_{P11} = 35,9920 + j17,8545 + 7,2192 + j3,805 + 0,028 - j0,75 = \\ = 43,8162 + j20,8410 \text{ МВА,}$$

$$\Delta P = \frac{43,8162^2 + 20,8410^2}{115^2} \cdot 2,13 = 0,3791 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{43,8162^2 + 20,8410^2}{115^2} \cdot 5,46 = 0,9719 \text{ МВАр};$$

$$S_{11-12}^H = S_{11-12}^K + \Delta S = 44,1954 + j21,8130 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужності на початку і кінці ділянки 12-1:

$$S_{12-1}^K = S_{11-12}^H + S_{12}^H + S_{P12} = 44,1954 + j21,8130 + 1,8022 + j0,8931 + 0,0184 - j0,4021 = \\ = 46,0160 + j22,3040 \text{ МВА,}$$

$$\Delta P = \frac{46,0160^2 + 22,3040^2}{115^2} \cdot 0,366 = 0,0723 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{46,0160^2 + 22,3040^2}{115^2} \cdot 0,941 = 0,18606 \text{ МВАр};$$

$$S_{12-1}^H = S_{12-1}^K + \Delta S = 46,0883 + j22,4901 \text{ МВА.}$$

При аварії на лінії «1 - 2» уся потужність ділянки мережі буде спрямована убік ПС: $S_{12} = 46,0883 + j22,4901 \text{ МВА}$. Визначимо струм в лінії:

$$I_{1-12} = \frac{S_{1-12}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{51,282}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,269 \text{ кА.}$$

Таким чином, на підставі отриманого результату, можна сказати, що лінія недовантажена у момент передачі по ній максимальної потужності.

Обрив ділянки кола «1-2» не приведе до неприпустимих перевантажень на ділянці «1-3» і повному відключенню лінії, оскільки для дроту марки АС-185/29 $I_{\text{доп}}=510$ А, а в аварійному режимі по лінії проходитиме струм $I_{1-12} = 269$ А.

Визначення напруги у вузлах схеми

Визначаємо напруги у вузлах ділянки мережі. Для цього необхідно визначити падіння напруги між вузлами. Падіння напруги утворюється двома складовими: поперечною і подовжньою.

Визначимо напругу у вузлі 12. При цьому вважаємо, що у вузлі 1 напруга підтримується на рівні 115 кВ.

Згідно з формулами 3.10 і 3.11 розраховуємо напругу на високій стороні у вузлах схеми:

- вузол 1-12:

$$\Delta U_{1-12}^H = \frac{P_{1-12}^H \cdot R_{1-12} + Q_{1-12}^H \cdot X_{1-12}}{U_1^H} = \frac{46,0883 \cdot 0,366 + 22,4901 \cdot 0,941}{115} = 0,3307 \text{ кВ};$$

$$U_{K12} = 115 - 0,3307 = 114,6692 \text{ кВ.}$$

- вузол 12-11:

$$\Delta U_{12-11}^H = \frac{P_{12-11}^H \cdot R_{12-11} + Q_{12-11}^H \cdot X_{12-11}}{U_{12}^H} = \frac{44,1954 \cdot 2,13 + 21,8130 \cdot 5,46}{114,669} = 1,8595 \text{ кВ};$$

$$U_{K11} = 114,669 - 1,8595 = 112,8094 \text{ кВ};$$

- вузол 11-10:

$$\Delta U_{11-10}^H = \frac{P_{11-10}^H \cdot R_{11-10} + Q_{11-10}^H \cdot X_{11-10}}{U_{11}^H} = \frac{35,9920 \cdot 2,18 + 17,8545 \cdot 5,58}{112,8094} = 1,5786 \text{ кВ};$$

$$U_{K10} = 112,8094 - 1,5786 = 111,2307 \text{ кВ};$$

- вузол 10-9:

$$\Delta U_{10-9}^H = \frac{P_{10-9}^H \cdot R_{10-9} + Q_{10-9}^H \cdot X_{10-9}}{U_{10}^H} = \frac{35,1608 \cdot 1,14 + 17,1169 \cdot 2,93}{111,2307} = 0,8112 \text{ кВ};$$

$$U_{K9} = 111,2307 - 0,8112 = 110,4194 \text{ кВ};$$

- ВУЗОЛ 9-8:

$$\Delta U_{9-8}^H = \frac{P_{9-8}^H \cdot R_{9-8} + Q_{9-8}^H \cdot X_{9-8}}{U_9^H} = \frac{33,9003 \cdot 0,66 + 16,5197 \cdot 1,71}{110,4194} = 0,4584 \text{ кВ};$$

$$U_{K8} = 110,4194 - 0,4584 = 109,9609 \text{ кВ};$$

- ВУЗОЛ 8-7:

$$\Delta U_{8-7}^H = \frac{P_{8-7}^H \cdot R_{8-7} + Q_{8-7}^H \cdot X_{8-7}}{U_8^H} = \frac{31,3072 \cdot 2,82 + 15,6812 \cdot 7,24}{109,9609} = 1,8353 \text{ кВ};$$

$$U_{K7} = 109,9609 - 1,8353 = 108,1255 \text{ кВ};$$

- ВУЗОЛ 7-6:

$$\Delta U_{7-6}^H = \frac{P_{7-6}^H \cdot R_{7-6} + Q_{7-6}^H \cdot X_{7-6}}{U_7^H} = \frac{23,7432 \cdot 0,28 + 11,3623 \cdot 0,68}{108,1255} = 0,1285 \text{ кВ};$$

$$U_{K10} = 108,1255 - 0,1285 = 107,9969 \text{ кВ};$$

- ВУЗОЛ 5-6:

$$\Delta U_{5-6}^H = \frac{P_{5-6}^H \cdot R_{5-6} + Q_{5-6}^H \cdot X_{5-6}}{U_5^H} = \frac{16,7840 \cdot 2,44 + 7,9194 \cdot 4,19}{107,9969} = 0,6864 \text{ кВ};$$

$$U_{K3} = 107,9969 - 0,6864 = 107,3104 \text{ кВ};$$

- ВУЗОЛ 4-5:

$$\Delta U_{4-5}^H = \frac{P_{4-5}^H \cdot R_{4-5} + Q_{4-5}^H \cdot X_{4-5}}{U_4^H} = \frac{3,6472 \cdot 3,61 + 1,20701 \cdot 7,66}{107,3104} = 0,2088 \text{ кВ};$$

$$U_{K5} = 107,3104 - 0,2088 = 107,1015 \text{ кВ};$$

- ВУЗОЛ 3-4:

$$\Delta U_{3-4}^H = \frac{P_{3-4}^H \cdot R_{3-4} + Q_{3-4}^H \cdot X_{3-4}}{U_3^H} = \frac{2,933 \cdot 1,57 + 1,0155 \cdot 3,34}{107,1015} = 0,0746 \text{ кВ};$$

$$U_{K4} = 107,1015 - 0,07466 = 107,1015 \text{ кВ};$$

- ВУЗОЛ 2-3:

$$\Delta U_{2-3}^H = \frac{P_{2-3}^H \cdot R_{2-3} + Q_{2-3}^H \cdot X_{2-3}}{U_2^H} = \frac{1,2118 \cdot 5,47 + 0,3394 \cdot 11,6}{107,0269} = 0,0973 \text{ кВ};$$

$$U_{K13} = 107,0269 - 0,0973 = 106,929 \text{ кВ};$$

2) Напряга на низькій стороні визначається по формулі 3.12, 3.13:

$$U_{iH}^B = \sqrt{\left(U_i - \frac{P_T^H \cdot R_T + Q_T^H \cdot X_T}{U_i} \right)^2 + \left(\frac{P_T^H \cdot X_T - Q_T^H \cdot R_T}{U_i} \right)^2}$$

$$U_{i1} = U_{iH}^B \cdot k_{TH},$$

де k_{TH} - коефіцієнт трансформації, рівний $115/10,5=0,091$.

$$\begin{aligned} U_{12-121}^B &= \sqrt{\left(114,669 - \frac{1,80221 \cdot 7,35 + 0,89316 \cdot 110,2}{114,669} \right)^2 + \left(\frac{1,80221 \cdot 110,2 - 0,89316 \cdot 7,35}{114,669} \right)^2} = \\ &= 113,707 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Звідки:

$$U_{12} = U_{12H}^B \cdot 0,091 = 10,34 \text{ кВ}.$$

$$\begin{aligned} U_{11-111}^B &= \sqrt{\left(112,8094 - \frac{7,2192 \cdot 3,975 + 3,805 \cdot 69,5}{112,8094} \right)^2 + \left(\frac{7,2192 \cdot 69,5 - 3,805 \cdot 3,975}{112,8094} \right)^2} = \\ &= 110,2952 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Звідки:

$$U_{11} = U_{11H}^B \cdot 0,091 = 10,03 \text{ кВ}.$$

$$U_{10-101}^B = \sqrt{\left(111,2307 - \frac{0,5 \cdot 0,7 + 0,2404 \cdot 17,35}{111,2307} \right)^2 + \left(\frac{0,5 \cdot 17,5 - 0,2404 \cdot 0,7}{111,2307} \right)^2} = 111,19 \text{ кВ}.$$

Звідки:

$$U_{10} = U_{10H}^B \cdot 0,091 = 10,11 \text{ кВ}.$$

$$\begin{aligned} U_{9-91}^B &= \sqrt{\left(110,4194 - \frac{1,1249 \cdot 42,6 + 0,5994 \cdot 508,2}{110,4194} \right)^2 + \left(\frac{1,1249 \cdot 508,2 - 0,5994 \cdot 42,6}{110,4194} \right)^2} = \\ &= 107,3407 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Звідки:

$$U_9 = U_{9H}^B \cdot 0,091 = 9,76 \text{ кВ}.$$

$$\begin{aligned} U_{8-81}^B &= \sqrt{\left(109,9609 - \frac{2,50427 \cdot 7,35 + 1,264 \cdot 110,2}{109,9609} \right)^2 + \left(\frac{2,50427 \cdot 110,2 - 1,264 \cdot 7,35}{109,9609} \right)^2} = \\ &= 108,5538 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Звідки:

$$U_8 = U_{8H}^B 0,091 = 9,87 \text{ кВ.}$$

$$U_{7-71}^B = \sqrt{\left(108,1255 - \frac{7,2022 \cdot 0,46 + 3,5258 \cdot 11,56}{108,1255}\right)^2 + \left(\frac{7,2022 \cdot 11,56 - 3,5258 \cdot 0,46}{108,1255}\right)^2} =$$

$$= 107,7205 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_7 = U_{7H}^B 0,091 = 9,802 \text{ кВ.}$$

$$U_{6-61}^B = \sqrt{\left(107,996 - \frac{6,9176 \cdot 3,97 + 3,4074 \cdot 69,5}{107,996}\right)^2 + \left(\frac{6,9176 \cdot 69,5 - 3,4074 \cdot 3,97}{107,996}\right)^2} =$$

$$= 105,4886 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_6 = U_{6H}^B 0,091 = 9,599 \text{ кВ.}$$

$$U_{5-51}^B = \sqrt{\left(107,310 - \frac{13,02 \cdot 1,27 + 6,7195 \cdot 27,95}{107,310}\right)^2 + \left(\frac{13,02 \cdot 27,95 - 6,7195 \cdot 1,27}{107,310}\right)^2} = 105,457$$

кВ.

Звідки:

$$U_5 = U_{5H}^B 0,091 = 9,59 \text{ кВ.}$$

$$U_{4-41}^B = \sqrt{\left(107,1015 - \frac{0,7006 \cdot 14,7 + 0,33998 \cdot 220,4}{107,1015}\right)^2 + \left(\frac{0,7006 \cdot 220,4 - 0,33998 \cdot 14,7}{107,1015}\right)^2} =$$

$$= 106,3148 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_4 = U_{4H}^B 0,091 = 9,67 \text{ кВ.}$$

$$U_{3-31}^B = \sqrt{\left(107,0269 - \frac{1,70197 \cdot 7,35 + 0,8496 \cdot 110,2}{107,0269}\right)^2 + \left(\frac{1,70197 \cdot 110,2 - 0,8496 \cdot 7,35}{107,0269}\right)^2} =$$

$$= 106,048 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_3 = U_{3H}^B 0,091 = 9,65 \text{ кВ.}$$

$$U_{2-21}^B = \sqrt{\left(106,929 - \frac{1,20196 \cdot 14,7 + 0,5994 \cdot 220,4}{106,929}\right)^2 + \left(\frac{1,20196 \cdot 220,4 - 0,5994 \cdot 14,7}{106,929}\right)^2} =$$

$$= 105,555 \text{ кВ.}$$

Звідки:

$$U_2 = U_{2Н} 0,091 = 9,60 \text{ кВ.}$$

Усі проведені розрахунки заносимо в таблицю 3.6

Таблиця 3.6 - Розрахунок напруги у вузлах схеми

Ділянка	P_H , МВт	Q_H , МВАр	R, Ом	X, Ом	U_H , кВ	ΔU , кВ	U_K , кВ
2-21	1,20196	0,5994	14,7	220,4	106,929	105,555	9,60
2-3	1,2118	0,3394	5,47	11,6	107,026	0,0973	106,929
3-31	1,7019	0,8496	7,35	110,2	107,026	106,048	9,65
3-4	2,9333	1,0155	1,57	3,34	107,101	0,074	107,026
4-41	0,7006	0,33998	14,7	220,4	107,101	106,314	9,67
4-5	3,6472	1,2070	3,61	7,66	107,310	0,2088	107,101
5-51	13,02	6,7195	1,27	27,95	107,310	105,457	9,59
5-6	16,7840	7,9194	2,44	4,19	107,996	0,6865	107,310
6-61	6,9176	3,6384	3,97	69,5	107,996	105,488	9,59
6-7	23,7432	11,3623	0,26	0,68	108,125	0,1285	107,996
7-71	7,20222	3,5258	0,46	11,56	108,125	107,720	9,80
7-8	31,3072	15,6812	2,82	7,24	109,960	1,8353	108,125
8-81	2,5042	1,264	7,35	110,2	109,960	108,553	9,87
8-9	33,9003	16,5197	0,66	1,71	110,419	0,4584	109,960
9-91	1,1249	0,5994	42,6	508,2	110,419	107,340	9,76
9-10	35,1608	17,1169	1,14	2,93	111,230	0,8112	110,419
10-101	0,5	0,2404	0,7	17,35	111,230	111,190	10,11
10-11	35,9921	17,8545	2,18	5,58	112,809	1,578	111,230
111-111	7,2192	3,805	3,975	69,5	112,809	110,295	10,03
11-12	44,1954	21,8130	2,13	5,46	114,669	1,8595	112,809
12-121	1,8022	0,89316	7,35	110,2	114,669	113,707	10,34
12-1	46,0883	22,4901	0,366	0,941	115	0,3307	114,669

Вибір засобів регулювання напруги.

Згідно з формулами 3.14 і 3.15 робимо вибір засобів регулювання напруги.

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 21:

$$n = \frac{(105,55/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -4,12 \approx -4.$$

Напруга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -4$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{105,55 \cdot 10,5}{115 - 4 \cdot 2,047} = 10,37 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 31:

$$n = \frac{(106,048/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -3,87 \approx -4.$$

Напруга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -4$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{106,048 \cdot 10,5}{115 - 4 \cdot 2,047} = 10,42 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 41:

$$n = \frac{(106,314/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -3,74 \approx -4.$$

Напруга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -4$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{106,314 \cdot 10,5}{115 - 4 \cdot 2,047} = 10,34 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 51:

$$n = \frac{(105,4577/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -4,16 \approx -4.$$

Напруга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -4$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{105,4577 \cdot 10,5}{115 - 4 \cdot 2,047} = 10,36 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 61:

$$n = \frac{(105,4886/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -4,15 \approx -4.$$

Напруга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -4$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{105,4886 \cdot 10,5}{115 - 4 \cdot 2,047} = 10,369 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 71:

$$n = \frac{(107,7205 / 10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -3,05 \approx -3.$$

Напряга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -3$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{107,7205 \cdot 10,5}{115 - 3 \cdot 2,047} = 10,39 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 81:

$$n = \frac{(108,5538 / 10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -2,63 \approx -3.$$

Напряга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -3$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{108,5538 \cdot 10,5}{115 - 3 \cdot 2,047} = 10,44 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 91:

$$n = \frac{(107,3407 / 10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -3,23 \approx -3.$$

Напряга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -3$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{107,3407 \cdot 10,5}{115 - 3 \cdot 2,047} = 10,35 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 101:

$$n = \frac{(111,19 / 10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -1,33 \approx -1.$$

Напряга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -1$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{111,19 \cdot 10,5}{115 - 1 \cdot 2,047} = 10,33 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 111:

$$n = \frac{(110,29 / 10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -1,78 \approx -2.$$

Напряга споживача при роботі трансформатора на цій відпайці ($n = -2$):

$$U_{\text{спож}} = \frac{110,29 \cdot 10,5}{115 - 2 \cdot 2,047} = 10,44 \text{ кВ.}$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 121:

$$n = \frac{(113,707/10,4 \cdot 10,5 - 115)}{2,047} = -0,09 \approx 0.$$

Відпайки не потрібно.

Усі отримані значення занесені в таблицю 3.7

Таблиця 3.7 - Вибір відпайок силового трансформатора

Номер вузла	Необхідна напруга на шинах ПС, кВ	Напруга на шинах підстанції до регулювання, кВ	Раціональна відпайка	Напруга на шинах підстанції після регулювання, кВ
21	10,4	9,60	-4	10,37
31	10,4	9,65	-4	10,42
41	10,4	9,67	-4	10,44
51	10,4	9,59	-4	10,36
61	10,4	9,59	-4	10,36
71	10,4	9,80	-3	10,39
81	10,4	9,87	-3	10,44
91	10,4	9,76	-3	10,35
101	10,4	10,11	-1	10,33
111	10,4	10,03	-2	10,44
121	10,4	10,34	0	10,34

Відповідно до ГОСТу в аварійному режимі напруга на шинах споживача має бути в межах $0,9U_{ном} < U_{спож} < 1,1U_{ном}$. Відомо, що $U_{спож} = 10$ кВ, 9 кВ $< U_{спож} < 11$ кВ. На підставі розрахунків можна зробити висновок про те, що необхідне $U_{спож}$ забезпечується, але потрібне її регулювання до $U_{ном.спож} = 10$ кВ.

Розрахунок післяаварійних ustalених режимів (обрив ділянки 1-12)

Мережу необхідно перевірити в колі відключені джерела 1-12.

Розрахунок потужностей і напруги ведемо аналогічно, як і для відключення джерела 1-2 попереднього пункту. По формулах 3.5, 3.6. виконується розрахунок поточкорозподілу, результати заносимо в таблиці.

Таблиця 3.8 - Поточкорозподіл на ділянках мережі при відключенні джерела 1-12

Номер вітки	P^K , МВт	Q^K , МВАр	ΔP , МВт	ΔQ , МВАр	P^H , МВт	Q^H , МВАр
1-2	46.3179	23.7416	0.074971	0.192754	46.3928	23.9343
2-3	44.1142	21.2987	0.992540	2.104839	45.1067	23.4035
3-4	42.1352	20.0749	0.258605	0.550154	42.3938	20.6251
4-5	40.8736	18.7213	0.551707	1.170659	41.4253	19.8919
5-6	27.6329	11.8305	0.166702	0.286264	27.7996	12.1168
6-7	20.6775	8.39754	0.009792	0.025610	20.6873	8.42313
7-8	13.3249	4.62135	0.042414	0.108893	13.3673	4.73024
8-9	10.7956	3.94826	0.006594	0.017085	10.8022	3.96535
9-10	9.65602	3.66173	0.009193	0.023627	9.66521	3.68534
10-11	9.06838	3.54752	0.015630	0.040007	9.08401	3.58753
11-12	1.82061	0.49106	0.000572	0.001468	1.82118	0.49252

При аварії на лінії уся потужність ділянки мережі буде спрямована у бік ПС: $S_{1-2} = 46,3928 + j23,9343$. Визначимо струм в лінії:

$$I_{1-12} = \frac{S_{1-12}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{52,21}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,301 \text{ кА.}$$

Таким чином, на підставі отриманого результату, можна сказати, що лінія недовантажена у момент передачі по ній максимальної потужності, оскільки для дроту марки АС-150/24 $I_{доп} = 450$ А.

Усі проведені розрахунки заносимо в таблицю 3.9.

Відповідно до ГОСТу в аварійному режимі напруга на шинах споживача має бути в межах $0,9U_{ном} < U_{спож} < 1,1U_{ном}$. Відомо, що $U_{спож} = 10$ кВ, 9

$kV < U_{\text{спож}} < 11$ кВ. На підставі розрахунків можна зробити висновок про те, що необхідна $U_{\text{спож}}$ забезпечується, але потрібне її регулювання до $U_{\text{ном.спож}} = 10$ кВ.

Таблиця 3.9 - Розрахунок напруги у вузлах схеми

Ділянка	P_H , МВт	Q_H , МВАр	R, Ом	X, Ом	U_H , кВ	ΔU , кВ	U_K , кВ	Рац. відпайка	U_1 кВ
2-1	46.3928	23.934	0,366	0,941	115	1,911	113,088	-	-
2-21	1,20196	0,5994	14,7	220,4	113,088	111,785	10,172	-1	10,39
2-3	45.1067	23.403	5,47	11,6	113,088	4,4913	108,596	-	-
3-31	1,7019	0,8496	7,35	110,2	108,596	107,632	9,794	-3	10,38
3-4	42.3938	20.625	1,57	3,34	108,596	1,2472	107,349	-	-
4-41	0,7006	0,3399	14,7	220,4	107,349	106,564	9,69	-4	10,44
4-5	41.4253	19.891	3,61	7,66	107,349	2,8124	104,536	-	-
5-51	13,02	6,7195	1,27	27,95	104,536	102,638	9,340	-5	10,29
5-6	27.7996	12.116	2,44	4,19	104,536	1,1345	103,402	-	-
6-61	6,9176	3,6384	3,97	69,5	103,402	100,792	9,17	-6	10,30
6-7	20.6873	8.4231	0,26	0,68	103,402	0,107	103,294	-	-
7-71	7,20222	3,5258	0,46	11,56	103,294	102,870	9,36	-5	10,31
7-8	13.3673	4.7302	2,82	7,24	103,294	0,696	102,598	-	-
8-81	2,5042	1,264	7,35	110,2	102,598	101,094	9,19	-6	10,33
8-9	10.8022	3.9653	0,66	1,71	102,598	0,135	102,462	-	-
9-91	1,1249	0,5994	42,6	508,2	102,462	99,164	9,03	-7	10,34
9-10	9.66521	3.6853	1,14	2,93	102,462	0,2129	102,249	-	-
10-101	0,5	0,2404	0,7	17,35	102,249	102,205	9,30	-6	10,44
10-11	9.08401	3.5875	2,18	5,58	102,249	0,3894	101,859	-	-
11-111	7,2192	3,805	3,975	69,5	101,859	99,096	9,047	-7	10,33
11-12	1.82118	0.4925	2,13	5,46	101,859	0,0644	101,794	-	-
12-121	1,8022	0,8931	7,35	110,2	101,794	100,715	9,16	-6	10,30

Після проведення аналізу різних режимів роботи мережі можна зробити висновок, що в цілому мережа працює стійко і корінної реконструкції не потребує.

Більшість трансформаторів недовантажена, це дозволяє в перспективі збільшити споживання потужності на цих підстанціях без заміни силового устаткування.

В цілому по системі в режимі максимальних навантажень ЛЕП недовантажені. Це означає, що мережа має запас на перспективний розвиток, тобто на підвищення навантажень підстанцій.

Додаток Б

Вибір струмоведучих частин для РП-10 кВ

Струмоведучі частини від виводів обмотки низької напруги трансформатора до комірки КРПН-10 кВ виконуємо шинним мостом. Вибір струмопроводу виконується по економічній щільності струму:

$$q_E = \frac{I_{\text{норм.}}}{j_E} = \frac{254,611}{1,1} = 231,464 \text{ мм}^2, \quad (2.53)$$

де j_E - нормована економічна щільність струму, А/мм².

Приймаємо шини алюмінієві двосмугові прямокутного перерізу, розмірами 2х(40х4); $I_{\text{доп}} = 855 \text{ А}$; загальний переріз 320 мм².

$$I_{\text{норм}} = (0,65 \div 0,7) \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,7 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 254,611 \text{ А};$$

$$I_{\text{норм}} = (1,3 \div 1,4) \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,223 \text{ А}.$$

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{max}} = 509,223 \leq I_{\text{доп}} = 855.$$

Шини проходять.

Поправочний коефіцієнт на температуру повітря (30° С) дорівнює 0,94 [табл.ПЗ. 8., [12]], тоді:

$$I_{\text{доп}} = 855 \times 0,94 = 803,7 \text{ А},$$

$$I_{\text{доп}} = 803,7 \text{ А} > I_{\text{max}} = 509,2 \text{ А}.$$

Зробимо перевірку вибраних шин на термічну стійкість:

$$q_{\text{MIN}} \leq q, \quad (2.54)$$

де q - вибраний переріз;

q_{MIN} - мінімальний переріз по термічній стійкості.

Формула для визначення мінімального перерізу провідника:

$$q_{\text{MIN}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (2.55)$$

B_K - тепловий імпульс при КЗ.

Тепловий імпульс знаходиться по формулі:

$$B_{\kappa, \text{розр}} = I_{\text{П,О}}^2 (t_{\text{с.з.}} + t_{\text{о.в.}} + t_a) = 5,57^2 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,03) = 5,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (2.56)$$

Таким чином,

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{5,58 \cdot 10^3}}{91} = 25,95 \text{ мм}^2.$$

$C = 91$ для АД1Н (т.3.16, [12]).

Нерівність виконана.

$$q_{\min} = 25,95 \text{ мм}^2 \leq q = 231,464 \text{ мм}^2.$$

Перевірку на механічну міцність. Напряга в матеріалі шин від взаємодії фаз вчислюється по формулі:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\ell_{\phi}^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot i_y^2, \quad (2.57)$$

де ℓ_{ϕ} - довжина прольоту між ізоляторами.

Момент опору пакету шин:

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{3},$$

де a - відстань між фазами.

Прийемо розташування шини на ізоляторі «навзнаки», $b = 0,4 \text{ см}$,
 $h = 4 \text{ см}$.

Визначимо проліт ℓ_{ϕ} з виразу:

$$\ell_{\phi}^2 \leq \frac{173,2}{f_0} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,4 \cdot 4^3}{6 \cdot 2,314}} = 1,175 \text{ м}^2, \quad (2.58)$$

де момент інерції поперечного перерізу шини відносно осі визначається як:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6},$$

де f_0 - частота власних коливань, більше 200 Гц.

$$\ell_{\phi} \leq \sqrt{1,175} = 1,08 \text{ м}.$$

Прийемо проліт $\ell_{\phi} = 1 \text{ м}$, $a = 0,8 \text{ м}$. Тоді по формулі (2.57):

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\ell_{\phi}^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot i_y^2 = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1^2}{0,8 \cdot \frac{0,4 \cdot 4^2}{3}} \cdot 12680^2 = 1,63 \text{ МПа}.$$

Напруга в матеріалі смуг визначається по формулі:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot \ell_n^2}{12 \cdot W_n}, \quad (2.59)$$

де ℓ_n - відстань між прокладеннями;

f_n - сила взаємодії між смугами;

$W_{II} = \frac{b^2 \cdot h}{6}$ - момент опору однієї смуги.

Відстань між прокладеннями визначається по формулі:

$$\ell_n \leq 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}}, \quad (2.60)$$

де E - модуль пружності ([4], стр.179);

$J_{II} = \frac{h \cdot b^3}{12}$ - момент інерції смуги;

m_n - маса однієї смуги, згідно [4] визначається по формулі:

$$m_n = \rho \cdot b \cdot h \cdot l = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 0,4 \cdot 4 \cdot 100 = 0,432 \text{ кг/м}, \quad (2.61)$$

де ρ - щільність матеріалу смуги (для алюмінію $\rho = 2,7 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кг}}{\text{см}^3}$);

l - довжина смуги.

Тоді:

$$\ell_{II} \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} \cdot 10^{-2} = 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 4 \cdot 0,4^3}{0,432 \cdot 12}} \cdot 10^{-2} = 0,32 \text{ м}.$$

Сила взаємодії між смугами визначається по формулі:

$$f_n = \frac{k_{\phi}}{4} \cdot \frac{t_y^2}{b} \cdot 10^{-7} = \frac{0,4}{4} \cdot \frac{12680^2}{0,4} \cdot 10^{-7} = 4,019 \text{ Н/м}, \quad (2.62)$$

де k_{ϕ} - коефіцієнт форми, згідно ([7], с.181); $k_{\phi} = 0,4$.

Вичислимо напругу в матеріалі смуг:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot \ell_n^2}{12 \cdot W_n} = \frac{4,019 \cdot 0,32^2}{12 \cdot \frac{0,4^2 \cdot 4}{6}} = 0,32 \text{ МПа} .$$

Розрахункова напруга в матеріалі обчислюється за формулою:

$$\sigma_{розр.} = \sigma_n + \sigma_\phi = 0,32 + 1,63 = 1,95 \text{ МПа} . \quad (2.63)$$

Шини механічно міцні, у тому випадку, якщо виконується умова:

$$\sigma_{розр.} \leq \sigma_{доп.} , \quad (2.64)$$

де $\sigma_{доп.}$ - допустима механічна напруга в матеріалі шин згідно ([7], с.181)

$$\sigma_{доп.} = 41 \text{ МПа} .$$

Таким чином, ці шини є механічно міцними, оскільки:

$$\sigma_{розр.} = 1,95 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп.} = 41 \text{ МПа} .$$

Вибір збірних шин і ошиновки для РП-10 кВ виконується аналогічно попередньому пункту.

Приймаємо з шин алюмінієві двосмугові прямокутного перерізу, розмірами 2х(40х4); $I_{доп}=855$ А; загальний переріз 320 мм².