

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему:

**Проектування електричної частини ТЕЦ
на поновлюваних джерелах енергії**

Виконав(ла): студент(ка) VI курсу, групи ЕЕМ-61
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

	<hr/> <small>(підпис)</small>	<u>Ковальчук І.В.</u> <small>(прізвище та ініціали)</small>
Керівник	<hr/> <small>(підпис)</small>	<u>Куземко Н.А.</u> <small>(прізвище та ініціали)</small>
Нормоконтроль	<hr/> <small>(підпис)</small>	<u>Мовчан Л.Т.</u> <small>(прізвище та ініціали)</small>
Завідувач кафедри	<hr/> <small>(підпис)</small>	<u>Тарасенко М. Г.</u> <small>(прізвище та ініціали)</small>
Рецензент	<hr/> <small>(підпис)</small>	<hr/> <small>(прізвище та ініціали)</small>

Тернопіль
2022

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

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(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 Ковальчук Ірині Володимирівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проектування електричної частини ТЕЦ на поновлюваних джерелах енергії

Керівник роботи Куземко Наталія Анатоліївна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «09» листопада 2022 року № 4/7-883

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи Кількість приєднань на ПС

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. Схема РП-110 кВ 1л. ф – А1

2. Схема РП-10 кВ 1л. ф – А1

3. Загальна електрична схема підстанції і станції 1л. ф – А1

4. Система блискавкозахисту 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		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Мовчан Л.Т. к.т.н., доцент		

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)

Ковальчук І.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Куземко Н.А.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Ковальчук І.В. Проектування електричної частини ТЕЦ на поновлюваних джерелах енергії. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. ТНТУ імені Івана Пулюя. ФПТ. Кафедра ЕІ, група ЕЕМ-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2022.

Стор. – 71; рис. – 6; табл. – 34; креслень - 15; джерел - 18; додатків - 0.

Проведено вибір схеми *РП – 110 кВ*. Проведено розрахунок показників надійності схем РП. Проведено вибір схеми РП-10 кВ станції. Запропонована загальна електрична схема підстанції і станції. Проведено розрахунок струмів усіх режимів на напругу 110 кВ - для ПЛ, вимикачів, силових трансформаторів, а також на напругу 10 кВ. Проведено вибір обладнання для підстанції та станції. На напругу 110 кВ підстанції вибрано: ошиновку, вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, обмежувачі перенапруги. На напругу 10 кВ станції вибрано: вимикачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, обмежувачі перенапруг, трансформатори власних потреб. Проведено проектування системи блискавкозахисту. Здійснено розрахунки та відповідну перевірку.

Ключові слова: електрична частина, теплоелектроцентрально, поновлювальні джерела енергії.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	9
1.1 Вибір технологічної схеми.....	9
1.1.1 Аналіз світової практики спорудження ТЕЦ на дерев'яних відходах.....	9
1.1.2 Вибір технологічної схеми електростанції.....	11
1.1.3 Вибір установки газифікації.....	13
1.2 Вибір місця будівництва електростанції.....	14
1.3 Аналіз поточного стану підстанції.....	15
1.3.1 Вибір структурної схеми.....	15
1.3.2 Аналіз поточного стану підстанції.....	15
1.3.3 Вибір трансформаторів зв'язку.....	17
1.4 Постановка задач.....	18
2. РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	19
2.1 Вибір схеми розподільчих пристроїв 110 кВ.....	19
2.2 Методика розрахунку показників надійності схем РП.....	19
2.3 Розрахунок показників надійності схеми 110-3.....	28
2.4 Розрахунок показників надійності схеми 110-4.....	30
2.5 Розрахунок показників надійності схеми «Чотирикутник».....	30
2.6 Вибір схеми РП 10 кВ.....	31
2.7 Вибір схеми РП станції.....	31
2.8 Загальна електрична схема підстанції і станції.....	32
2.9 Розрахунок струмів нормальних і обтяжених режимів.....	32
2.9.1 Розрахунок струмів нормального та обтяженого режиму на напругу 110 кВ.....	32
2.9.1.1 Розрахунок струмів нормального та обтяженого режиму ПЛ.....	33

2.9.1.2 Розрахунок струмів нормального та обтяженого режиму вимикачів.....	34
2.9.1.3 Розрахунок струмів нормального та обтяженого режиму силових трансформаторів.....	35
2.9.2 Розрахунок струмів нормального та обтяженого режиму на напругу 10 кВ.....	37
2.9.3 Розрахунок струмів нормального і обтяженого режиму на напругу 10 кВ.....	36
2.10 Висновки до розділу.....	39
3. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	40
3.1 Вибір обладнання для підстанції і станції.....	40
3.1.1 Вибір обладнання на напругу 110 кВ підстанції.....	40
3.1.1.1 Вибір ошиновки 110 кВ.....	40
3.1.1.2 Вибір вимикачів 110 кВ.....	42
3.1.1.3 Вибір роз'єднувачів 110 кВ.....	45
3.1.1.4 Вибір трансформаторів струму 110 кВ.....	46
3.1.1.5 Вибір трансформаторів напруги 110 кВ.....	48
3.1.1.6 Вибір обмежувачів перенапруг 110 кВ.....	49
3.2 Вибір обладнання на напругу 10 кВ станції.....	50
3.2.1 Вибір вимикачів 10 кВ.....	50
3.2.2 Вибір трансформаторів струму 10 кВ.....	52
3.2.3 Вибір трансформаторів напруги 10 кВ.....	53
3.2.4 Вибір обмежувачів перенапруг 10 кВ.....	54
3.2.5 Вибір трансформаторів власних потреб 10 кВ.....	54
3.2.6 Вибір комплектації комірок 10 кВ.....	55
3.3 Проектування системи блискавкозахисту.....	56
3.3.1 Розрахунок системи блискавкозахисту.....	56
3.3.2 Перевірка на блискавкостійкість.....	62
3.4 Висновки до розділу.....	63

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	64
4.1 Організація роботи з охорони праці на підприємстві і на робочому місці.....	64
4.2 Причини електротравматизму.....	66
4.3 Фактори, які визначають небезпеку ураження людини електричним струмом.....	68
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	69
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	70

ВСТУП

Актуальність теми. В даний час Україна стикнулася з жорстоким викликом – війною з росією. Постійні втрати в людській силі і техніці та програші на полі бою росіян заставили їх змінити спосіб ведення війни. Зараз росіяни воюють з мирним населенням та енергетикою країни з використанням ракет різного типу. Масових атак зазнали електростанції різного типу та підстанції різного класу напруги. Передбачити якою буде наступна ціль росіян неможливо. Зазнали значних атак як атомні електростанції, сонячні електростанції, так і ТЕЦ. Також в даний час росія веде «війну» з заходом, пов'язану з енергетичними носіями, такими як нафта, газ. Вони пробують нав'язати свій вплив через транспортування або відмову в транспортуванні таких носіїв. Також у зв'язку з тривалою війною на сході України, яка почалася в 2014 році та повномасштабним вторгненням, яке почалося в 2022 році є значний дефіцит у вугіллі. Тому, перехід на генерацію від різних джерел енергії є зараз дуже важливим. Це дасть змогу позбутися енергетичної залежності від країни-агресора.

Тому, задача проектування електричної частини ТЕЦ на поновлюваних джерелах енергії є актуальною.

Мета і завдання роботи Метою кваліфікаційної роботи є проектування електричної частини ТЕЦ на поновлюваних джерелах енергії.

Завдання:

- ✓ Провести вибір схеми *РП – 110 кВ* підстанції та РП-10 кВ станції;
- ✓ Провести розрахунки показників надійності схем РП;
- ✓ Запропоновувати загальну електричну схему підстанції і станції;
- ✓ Провести розрахунок струмів усіх режимів на напругу 110 кВ та 10 кВ;
- ✓ Провести вибір обладнання для підстанції та станції;
- ✓ Провести проектування системи блискавкозахисту.

Об’єкт дослідження – процеси генерування та розподілення електричної та теплової енергії.

Предмет дослідження – забезпечення надійності розподілення електричної та теплової енергії на ТЕЦ з поновлюваними джерелами енергії.

Наукова новизна отриманих результатів. Отримало подальший розвиток забезпечення надійності роботи ТЕЦ з використанням поновлювальних джерел енергії.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані технічні заходи дозволяють забезпечити надійність роботи обладнання ТЕЦ на поновлювальних джерелах при різних режимах роботи.

Апробація результатів. Результати досліджень Ковальчук Ірини Володимирівни за темою кваліфікаційної роботи «Проектування електричної частини ТЕЦ на поновлюваних джерелах енергії» 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 (18 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 71 сторінок, 34 таблиці, 6 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Вибір технологічної схеми

1.1.1 Аналіз світової практики спорудження ТЕЦ на дерев'яних відходах

Для максимально об'єктивної оцінки ефективності застосування електростанцій на деревних відходах слід звернути увагу на міжнародний досвід. У світі можна знайти безліч прикладів вдалих і великих електростанцій на відходах деревної промисловості.

Деревні відходи є дуже перспективним і вигідним джерелом палива, що підтверджується великою кількістю електростанцій на цьому виді відходів.

Зокрема, у Німеччині перебуває понад 30 станцій такого типу різної потужності, яка залежить від доступної кількості палива [1]. Але це не виключає можливості використання типових проектів, які за роки використання зарекомендували себе на краще.

Розглянемо докладніше одну з німецьких станцій «Bio- und Holzkraftwerk Zapfendorf». Вона експлуатується з 2016 року із встановленою потужністю 5,6 МВт. У рік до 65000 тон деревних відходів всіх класів, включаючи небезпечні відходи, утилізуються для вироблення енергії. Це дозволяє виробляти близько 47000 мегават годин електроенергії на рік [2].

Станція приймає широкий спектр деревних відходів [3]:

- Старі деревини з будівельного сектора;
- Просочена стара деревина: залізничні шпали, вуличні меблі, сільське господарство;
- Меблі / великогабаритні відходи;
- Упаковка: піддони, ящики, кабельні барабани;
- Відходи деревини від деревообробки та обробки: зрізи, тирса, дрібна фракція;

- Інші відходи: відходи деревини будівництва, відходи розбитих суден і вагонів.

Тенденція до використання цього виду палива проявляється не тільки в Німеччині. У Нідерландах у 2017 році 0,95% усієї електроенергії було отримано з відходів деревообробної промисловості [4].

Данська «Зелена революція» зачіпає основні електростанції країни, замінюючи вугілля, що споживається десятиліттями біомасою у вигляді імпортованих деревних гранул і тирси [5].

Відмінним прикладом стане найбільша вугільна станція Данії. Наприкінці 2019 року роботи було завершено, і найбільша вугільна станція «Asnæs Power Station» почала працювати на тирсі дерева [6,7]. Потужність станції – 25 МВт.

При цьому були укладені контракти із споживачами на постачання електричної теплової енергії, а також технологічної пари, що виробляються на основі біомаси.

Екологічність спалювання деревини багато в чому залежить від походження сировини. В даному випадку деревна тирса для електростанції буде в основному вироблятися з побічних продуктів, таких як гілки та відходи проріджуючих вирубок. Крім того, всі постачальники повинні забезпечити доставку палива таким чином, щоб деревна тирса надходила з «стійких» лісів, де здійснюється посадка дерев замість вирубаних і де забезпечено захист біорізноманіття.

На даний момент, крім великих електростанцій, затребувані комплектні міні-ТЕЦ на деревних відходах. Це зручно для підприємств, у процесі функціонування яких утворюються деревні відходи, оскільки дозволяє заощадити на теплі та електроенергії та позбутися необхідності утилізації деревних відходів.

Однією з найважливіших переваг спорудження такої ТЕЦ є безпосередня близькість до джерела палива та споживача. Потужність таких станцій коливається від 100 кВт до 50 МВт. Розмір такої установки починається від 2 м³ за потужності 50 кВт.

1.1.2 Вибір технологічної схеми електростанції

Існує три основні технології енергетичного використання деревних відходів: спалювання, швидкий піроліз [8] та газифікація.

Спалювання деревних відходів є найбільш простим способом отримання енергії з деревних відходів. Для отримання електроенергії відходи спалюються в паровому казані з подальшим використанням пари в паровій турбіні. Порівняно з іншими технологіями він характеризується нижчими капіталовкладеннями для спорудження станції, меншим ККД, вищим рівнем емісії відходів горіння.

Швидкий піроліз – процес швидкого нагріву деревних відходів у киплячому шарі інертного матеріалу всередині реактора до високої температури в умовах відсутності повітря.

Піролізний газ повністю спалюється у пальнику реактора для підтримки процесу. Результатом є отримання біонафти, яку спалюють для отримання енергії, а також деревне вугілля, з якого можуть бути виготовлені високоенергоємні вугільні брикети.

Отримане при використанні технології швидкого піролізу паливо простіше всього було б використовувати у паровому казані. Перевагою застосування піролізу з подальшим спалюванням над прямим спалюванням є висока енергетична цінність біонафти та деревного вугілля.

Ця технологія складніша і дорожча, ніж спалювання, але має більшу ефективність, а також зручність через можливість отримання та подальшого використання рідкого палива. За кордоном в даний час актуальним є застосування такої технології для утилізації не тільки деревних відходів, а й пластику, шин.

Газифікація являє собою перетворення деревини в різних її формах на газ. Для процесу потрібна висока температура та тиск, а також обмеження доступу повітря. Отриманий газ може бути використаний у газопоршневих установках

для одержання електроенергії, а також спільно з іншими видами палива використовуватись на вже існуючих станціях.

Недоліками цього є високі вимоги до якості палива і висока вартість обладнання. Газифікація є найкращим способом отримання електроенергії з деревних відходів.

У Великій Британії у графстві Чешир функціонує одне з найбільших у країні біоелектростанцій з урахуванням технології газифікації. За встановленої потужності *22 МВт* станція споживає на рік *170 тис. тон* деревних відходів [9].

Таким чином, можна визначити сфери застосування різних технологій:

- Спалювання є найпростішою та дешевшою технологією. Ця технологія підходить для отримання великої кількості теплової енергії – тепловий ККД дорівнює близько *70%*. Але електричний ККД досить низький – лише *15 – 20%*. Важливою перевагою є можливість спалювання вологих відходів, простота обладнання та широкий вибір на ринку.

- Швидкий піроліз дозволяє отримати рідке паливо і є більш ефективною технологією порівняно зі спалюванням, але має більш високу вартість та складніший у очищенні та обслуговуванні. На сьогоднішній момент популярним є застосування установок швидкого піролізу невеликої потужності (кілька сотень кВт) на приватних підприємствах.

- Газифікація підходить для невеликих станцій до *10 МВт*, а при спільному використанні з іншими видами палива – до *60 МВт*. Має найбільшу ефективність, але й найбільшу вартість. Електричний ККД близько *40%*, тепловий *40 – 45%*.

Технологія газифікації відходів дерева обрана для проектування станції як найбільш ефективна і сучасна.

За кордоном ця технологія активно застосовується. Потрібне рішення - комплектні електростанції на газифікації деревини. Така станція складається з множини блоків, які в сукупності утворюють станцію будь-якої потужності [10, 11].

У процесі газифікації неоднорідна біомаса, така як відходи деревини, проходить термохімічний процес з використанням зволоженого повітря.

Волога біомаса подається зверху та опускається через гази, що піднімаються в реакторі. У верхній зоні відбувається процес сушіння, нижче за який відбувається піроліз. Після цього матеріал проходить через зону відновлення (газифікація), а в зоні над решіткою відбувається процес окислення (згорання). Пальний газ при низькій температурі випускається у верхній частині реактора, а інертна зола, що утворюється в процесі тепловиділення, витягується з нижньої частини реактора через водяний затвор. Процес розщеплює неоднорідну біомасу до молекулярного рівня та перетворює її на однорідне паливо: синтетичний газ (синтез-газ) [12].

Синтез-газ може бути використаний для спалювання в газопоршневому двигуні, який дозволяє виробляти більше електроенергії, ніж будь-яка інша доступна технологія. Димові гази, створювані в процесі, можуть використовуватися для пари або гарячої води, яка може подаватися в мережу централізованого теплопостачання.

1.1.3 Вибір установки газифікації

Газогенератор вибирається з низки номінальних потужностей з виходу газу, залежно від доступної кількості відходів.

У комплект постачання газогенератора входить також система очищення генераторного газу.

Вона складається з:

- Циклон – прибирає 80% сажі з газу;
- Дезінтегратор;
- Скрубер – дочищає газ та охолоджує його до температури навколишнього середовища;
- Електрофільтр – прибирає залишки смол та осушує газ;
- Вологозбірник – збирає вологу перед електрофільтром;

- Ресивер – створює запас газу, забезпечуючи роботу.

1.2 Вибір місця будівництва електростанції

Вибір місця будівництва електростанції один із найважливіших аспектів.

Основними вимогами до місця встановлення станції на деревних відходах є близькість до джерела палива та можливість підключення до енергосистеми.

Наступні критерії враховуються при виборі місця спорудження електростанції:

- наявність площ, достатніх для розміщення всіх споруд електростанції;
- відповідність майданчика вимогам технологічного процесу;
- близькість до джерела палива;
- наявність розвинутої електромережевої інфраструктури для мінімізації вартості схеми приєднання до енергосистеми;
- сприятливий рельєф місцевості та геологічні умови;
- можливість розташування електростанції на землях несільськогосподарського призначення або малоприсадибних для сільського господарства.

Використання деревних відходів як джерела палива пов'язане з великим обсягом робіт з постійного транспортування палива від місць утворення відходів до станції, тому важливою умовою є близькість до існуючих автомобільних доріг та залізниць.

Вибрана технологічна схема дозволяє отримувати на станції значні обсяги теплової енергії, тому в районі спорудження станції мають бути споживачі теплової енергії.

1.3 Аналіз поточного стану підстанції

1.3.1 Вибір структурної схеми

Розглядаються два можливі варіанти здійснення зв'язку станції з підстанцією:

- Установка двох трансформаторів на станції;
- Використання трансформаторів на підстанції через підключення через вільні обмотки 10 кВ триобмоткових трансформаторів 110/10/10 кВ.

Перший варіант передбачає встановлення двох трансформаторів, а другий варіант передбачає використання існуючих трансформаторів. У зв'язку з необхідністю серйозної модернізації підстанції, у тому числі й силових трансформаторів, було обрано другу схему, оскільки в такому випадку приєднання буде здійснено через два силові трансформатори, заміна яких неминуча, на відміну від першого варіанту, де існує необхідність встановлення ще двох силових трансформаторів, крім силових 110/10 кВ.

1.3.2 Аналіз поточного стану підстанції

В даний час на напрузі 110 кВ підстанції застосовано схему Місток з вимикачем у перемичці та відокремлювачами в колах трансформаторів [13, 18].

На стороні напруги 10 кВ встановлено одиночну секційовану систему шин. В якості комутуючих пристроїв застосовані вимикачі та роз'єднувачі.

Підстанцію було детально обстежено. Результати обстеження показали, що майже все обладнання підстанції серйозно застаріло та перевищило термін служби.

У таблиці 1.1 зведено результати технічного обстеження.

Таблиця 1.1 – Перелік дефектів та зауважень після обстеження підстанції

Обладнання 110 кВ			
Елемент	Тип, марка	Термін служби	Рекомендації
Силові трансформатори 110 кВ (2 шт.)	ТДТН-10000/110	45, 47 років	Потрібна заміна
Роз'єднувачі 110 кВ (9 шт.)	РДЗ-2-110 РНДЗ-16-110 РЛНД-16-110	42 роки	Потрібна заміна
Трансформатор струму 110 кВ (9 шт.)	ТФНД-110М ТФЗМ-110	42 роки	Потрібна заміна
Трансформатори напруги (6 шт.)	НКФ-110	42 роки	Потрібна заміна
Відділювачі та короткозамикачі (2/2 шт.)	ОД-110-630/КЗ-110	42 роки	Потрібна заміна на вимикачі
Ошиновка ВРП 110 кВ	АС-95	42 роки	Потрібна заміна
Розрядники 110 кВ (6 шт.)	РВС	42 роки	Потрібна заміна
Фундаменти та залізобетонні стійки	-	42 роки	Потрібна заміна
Портали ВРП 110 кВ	Метал	42 роки	Потрібна заміна
Блискавкоприймачі (4 шт.)	Залізобетон, метал	42 роки	Потрібна заміна
Обладнання 10 кВ			
ДГК 10 кВ (1 шт.)	ЗРОМ-175/10	40 років	Потрібна заміна
ТСН 10 кВ (2 шт.)	FTDO-50/10-0.23	50 років	Потрібна заміна
Вимикачі 10 кВ (13 шт.)	В-200 SCI	45 років 30 років	Потрібна заміна
Трансформатори напруги 10 кВ (6 шт.)	Зном-10-63У2	32 роки	Потрібна заміна
Трансформатор струму 10 кВ (28 шт.)	GS-24с ТПОЛ-20 ТЛО-24	48 років 36 років	Потрібна заміна
Роз'єднувачі 10 кВ (28 шт.)	VEB-20/400 РВЗ-20	45 років	Потрібна заміна
Будівля ЗРП 10 кВ	Силікатний цегла	50 років	Потрібно реконструкція

У зв'язку з перевищенням нормативного терміну експлуатації обладнання та зростання завантаження центру живлення, підтримання підстанції у працездатному стані за рахунок обслуговування та ремонту не може забезпечити надійну та безаварійну роботу. Зміст підстанції у такому стані трудомісткий і економічно недоцільний.

Підстанції потрібно проведення комплексної реконструкції із заміною основного та вторинного обладнання, будівель та споруд.

1.3.3 Вибір трансформаторів зв'язку

Обладнання підстанції потребує заміни, у тому числі й силові трансформатори. У період зимового максимуму навантаження, трансформатори перевантажувалися на 9%. Найбільший пік навантаження підстанції становив 12,119 МВА. На сьогодні максимальне навантаження підстанції в період зимового максимуму складає 11,4 МВА.

Трансформатори на підстанції у разі ремонтного та аварійного режиму зазнають перевантаження. У зв'язку з цим необхідно провести перевірку трансформаторів підстанції на допустимі систематичні та аварійні навантаження.

У нормальному режимі роботи трансформаторів вони мають забезпечити повне електропостачання споживачів без навантаження:

$$2 \cdot S_{ном} \geq S_{НГ} ,$$

де $S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА;

$S_{НГ}$ - максимальне навантаження підстанції, МВА;

$$2 \cdot 10 = 20 \geq 11,4.$$

Видно, що трансформатор зазнає систематичного навантаження, що не перевищує допустимого.

Оскільки трансформатор проходить по систематичному навантаженню, перевіряти його на аварійне навантаження не потрібно. Навантаження

підстанції у літній період становить 6,18 МВА, що значно менше навантаження у зимовий період. Ця величина не викличе жодних перевантажень у трансформаторі, отже проводити аналіз роботи трансформатора в літній період не потрібно.

Незважаючи на допустимість існуючого перевантаження трансформаторів на підстанції, встановлені на підстанції трансформатори значно перевищили нормативний термін служби, а сумарна величина потужності становить близько 4,41 МВА, тому заплановано заміну обох силових трансформаторів підстанції зі збільшенням їх номінальної потужності до 16 МВА. Збільшення потужності дозволить виключити перевантаження трансформаторів під час роботи та зробити запас потужності для приєднання нових споживачів у майбутньому.

Перевірку планованих до встановлення трансформаторів на систематичні та аварійні навантаження проводити не потрібно, оскільки номінальна потужність кожного з трансформаторів перевищує максимальну величину навантаження в зимовий максимум, яка з урахуванням нових споживачів становитиме 15,81 МВА.

Для здійснення зв'язку станції з підстанцією трансформатори, що встановлюються, повинні бути триобмотковими, тому для установки обраний трансформатор *ТДТН – 16000/110*.

1.4 Постановка задач

1. Провести вибір схеми *РП – 110 кВ* підстанції та РП-10 кВ станції;
2. Провести розрахунки показників надійності схем РП;
3. Запропонувати загальну електричну схему підстанції і станції;
4. Провести розрахунок струмів усіх режимів на напругу 110 кВ та 10 кВ;
5. Провести вибір обладнання для підстанції та станції;
6. Провести проектування системи блискавкозахисту.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Вибір схеми розподільчих пристроїв 110 кВ

Для вибору схеми РП 110 кВ потрібно провести порівняння декількох варіантів схем з числа типових рішень [13].

Схеми для порівняння вибирають по назві електроустановки, номінальній напрузі і числу приєднань [14].

Число приєднань на даній підстанції становить 4: 2 з них – це трансформатори, інші 2 – повітряні лінії. Підстанція являється прохідною, але в нормальному режимі роботи мережі знаходиться в точці потокорозподілу мережі і через неї немає перетоку потужності. Для порівняння вибрані наступні варіанти схем [13]: 110-3 «Місток з вимикачами в колах лінії та ремонтним сполучником з боку ліній», 110-4 «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів», «Чотирикутник».

На рисунках 2.1-2.6 зображені відповідні схеми [13]: 110-3 (рис. 2.1-2.2), 110-4 (рис. 2.3-2.4), «Чотирикутник» (рис. 2.5-2.6).

2.2 Методика розрахунку показників надійності схем РП.

Для розрахунку надійності схем електроустановок та головних схем РП доцільно використовувати таблично-логічний метод, який передбачає почерговий цілеспрямований розгляд відмов елементів електроустановки з виявленням їх наслідків у нормальному та ремонтних станах.

Розрахунки будуть вестися для стану системи, при якому перетікання через проєктовану підстанцію буде найбільшим, що відповідає найважчому режиму роботи. У такому разі перетікання потужності через підстанцію за результатами розрахунків електричних режимів становитиме 113,2 МВт.

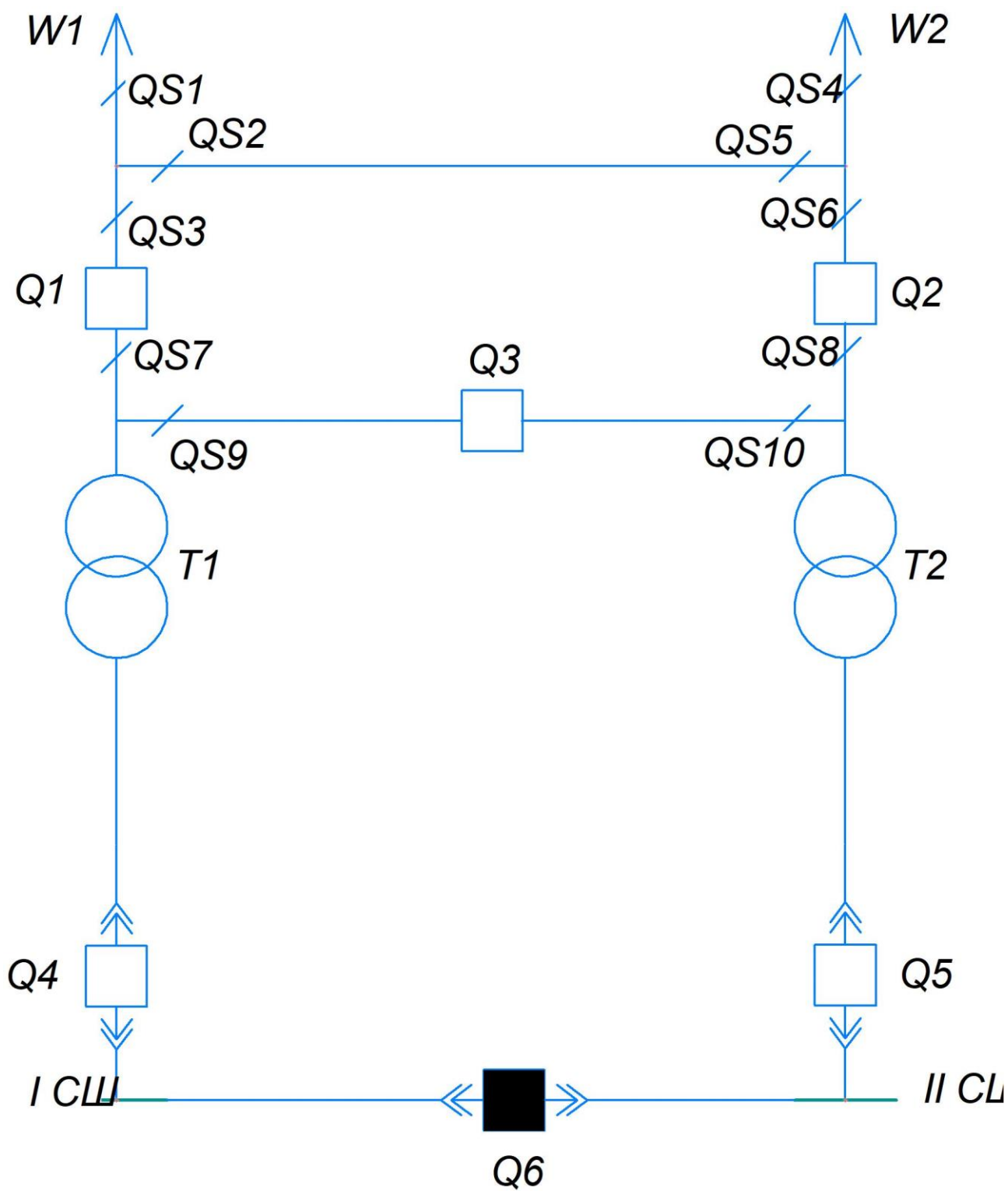


Рисунок 2.1 – Схема 110-3

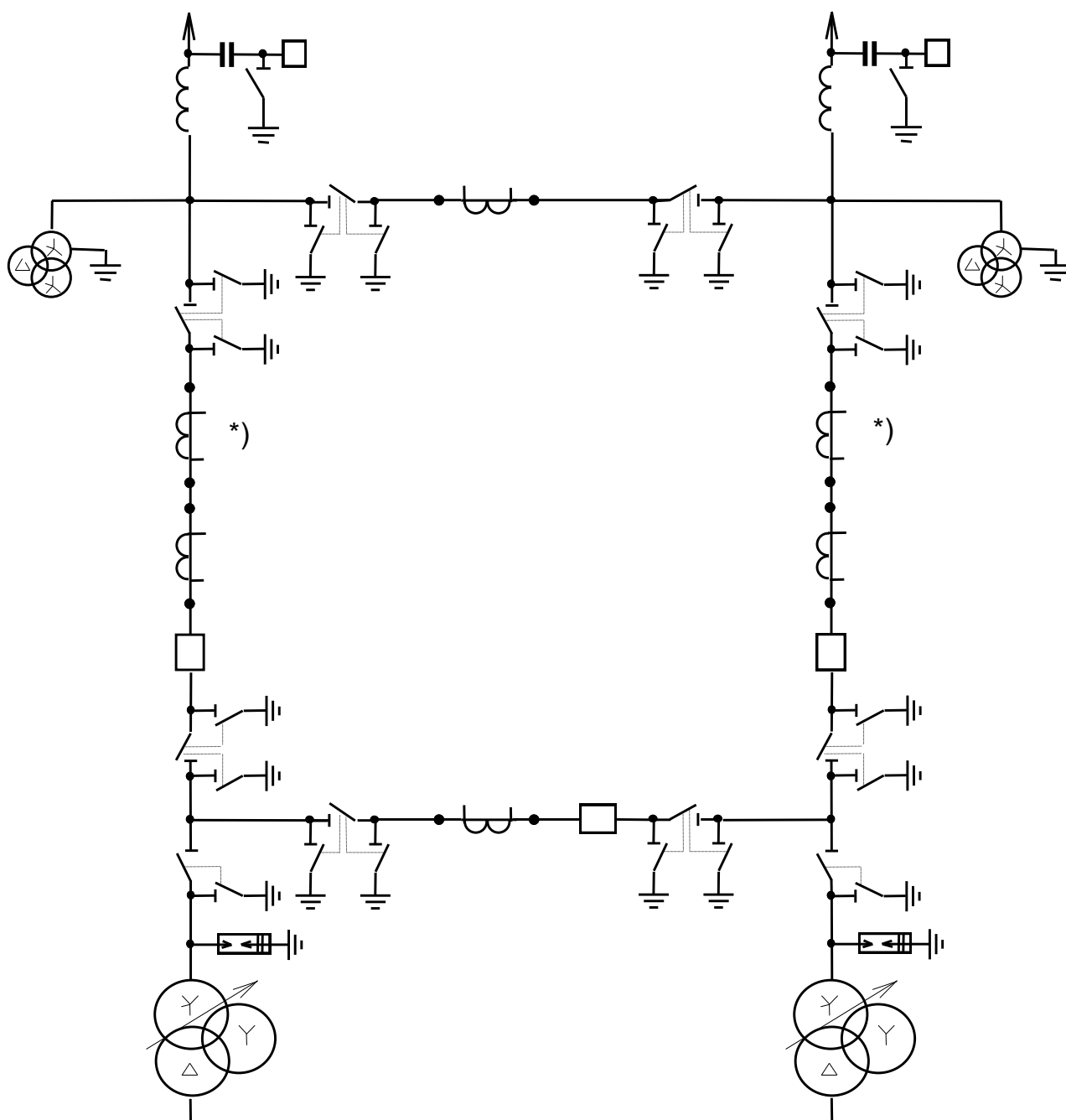


Рисунок 2.2 – Схема 110-3. Рекомендації по обладнанню.

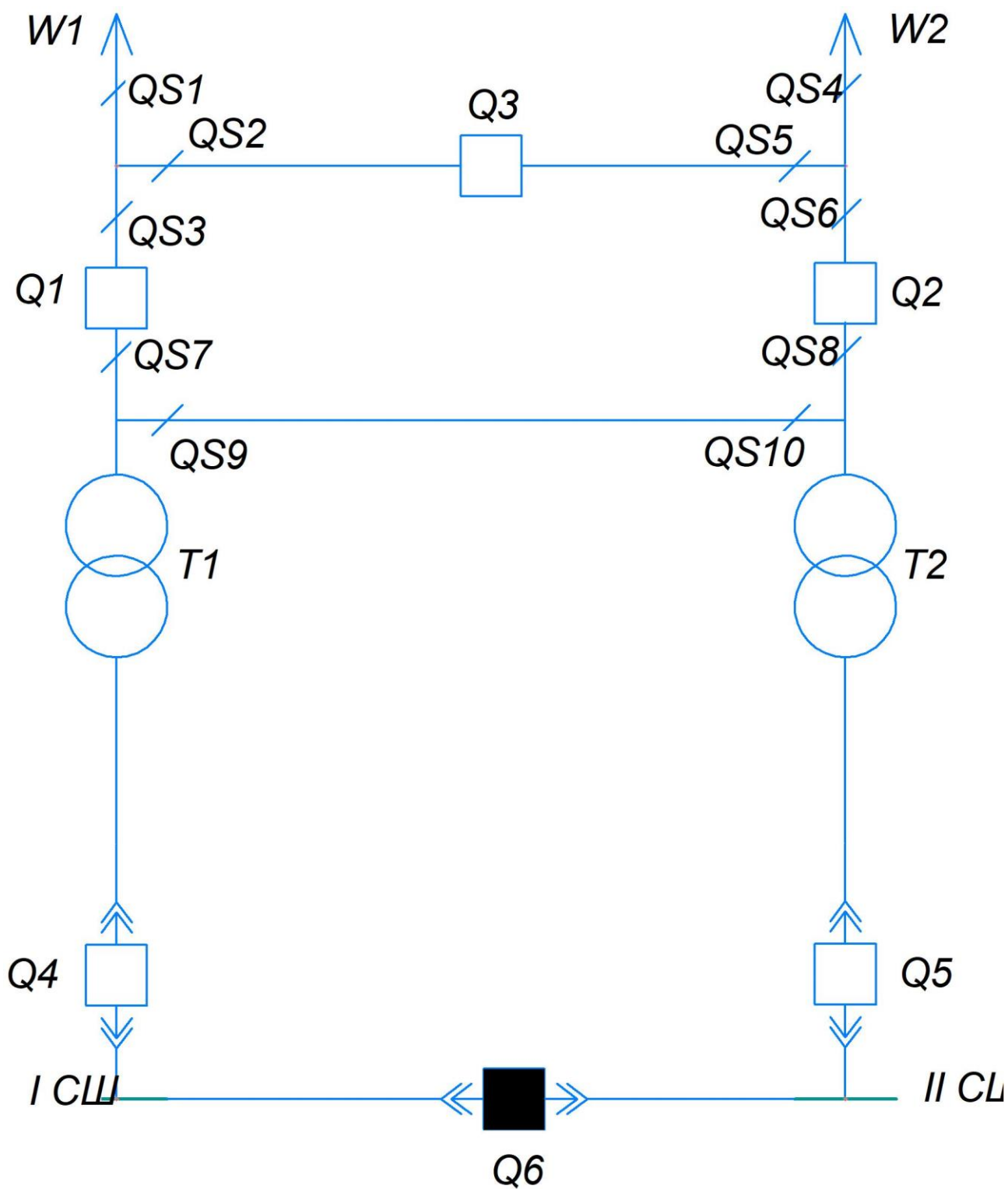


Рисунок 2.3 – Схема 110-4

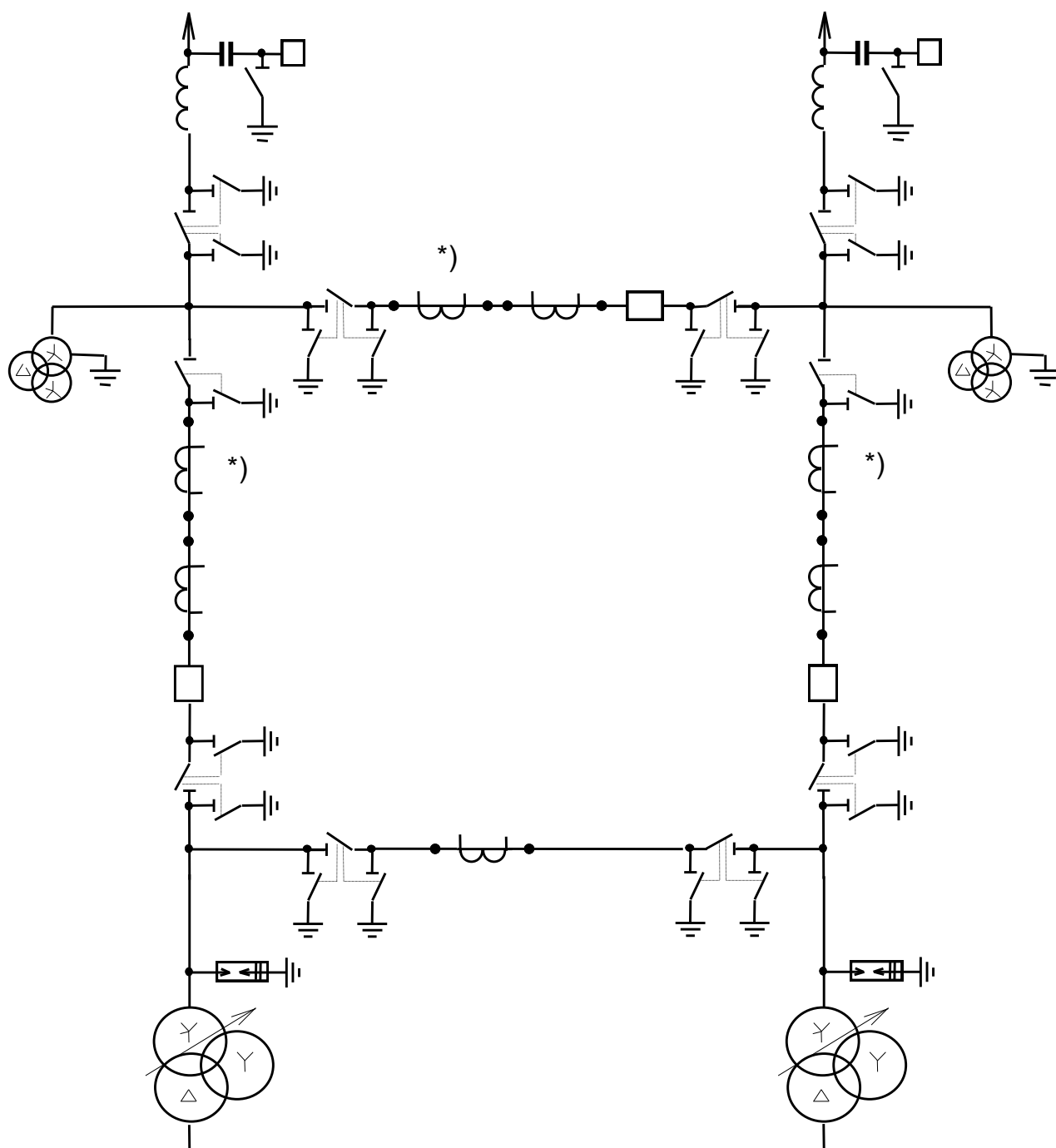


Рисунок 2.4 - Схема 110-4. Рекомендації по обладнанню

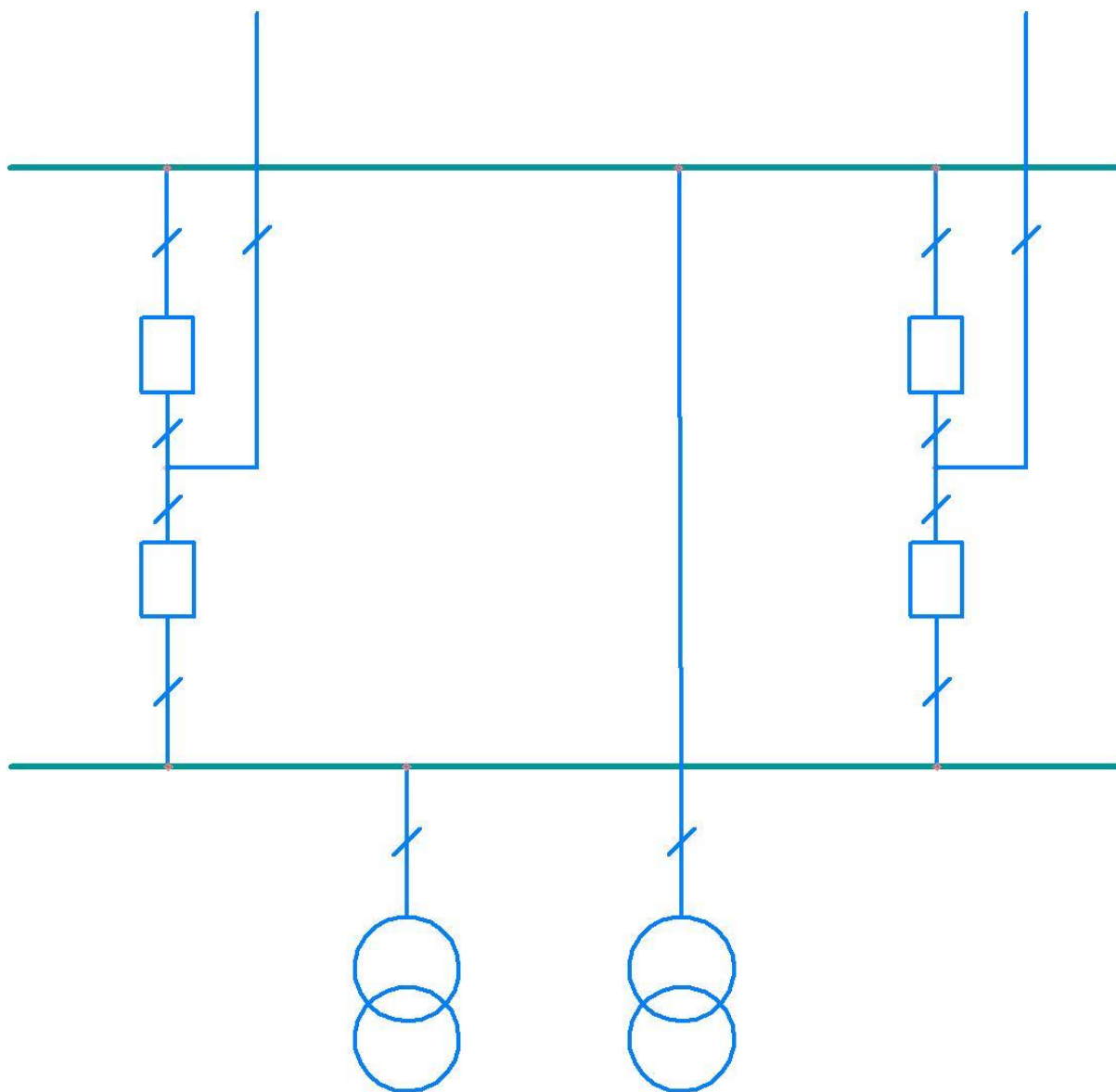


Рисунок 2.5 – Схема «Чотирикутник».

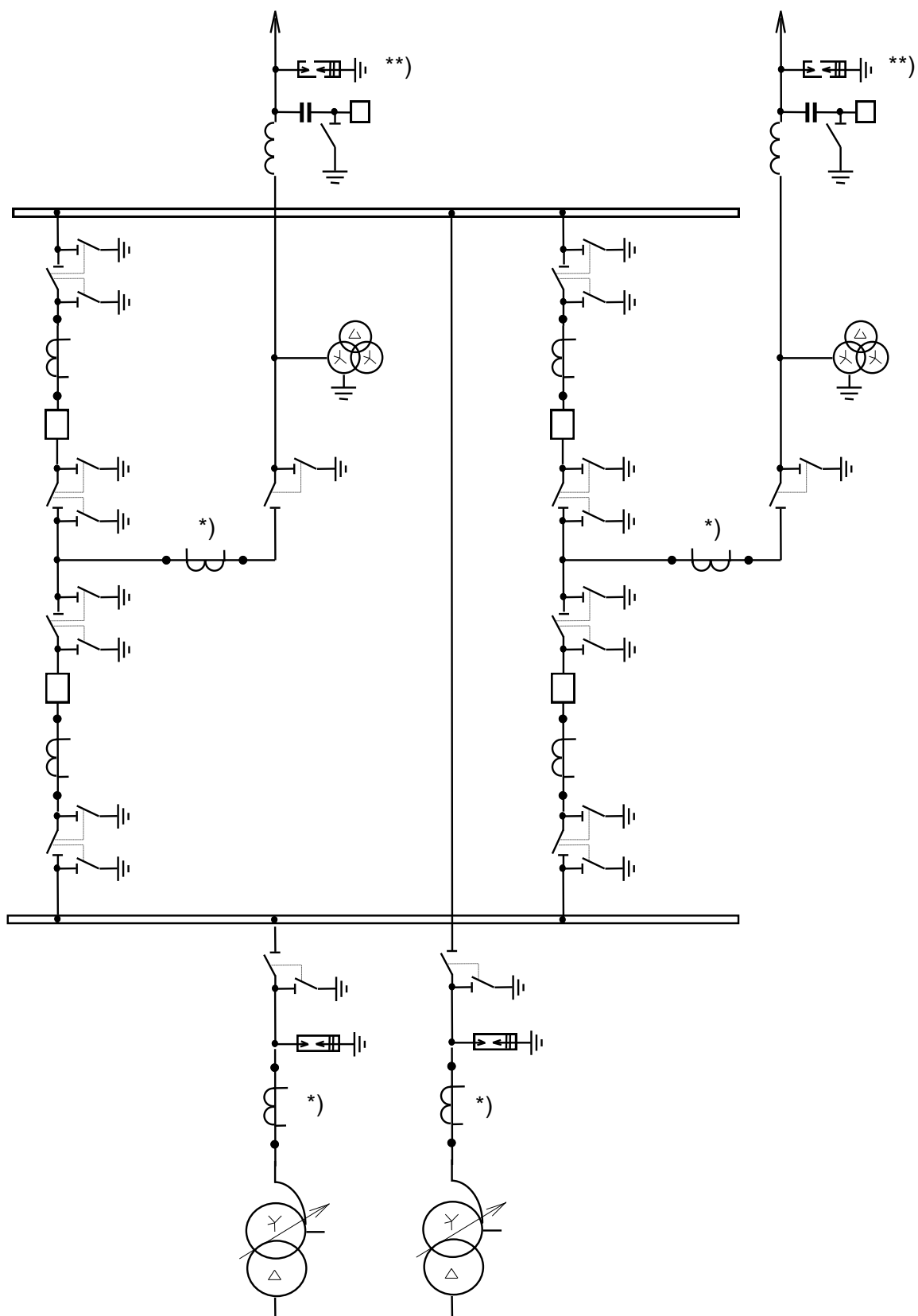


Рисунок 2.6 – Схема «Чотирикутник». Рекомендації по обладнанню.

Місцеве навантаження у цю величину не входить. Місцеве навантаження 15,81 МВА, прийняте вище, не підходить для подальших розрахунків з огляду на те, що розрахунки ведуться з активної складової потужності. Коефіцієнт потужності місцевого навантаження підстанції становить 0,93. У такому разі місцеве навантаження дорівнює 14,7 МВт.

Вихідні дані щодо надійності елементів схеми представлені в таблицях 2.1-2.4.

Таблиця 2.1 – Показники надійності вакуумних вимикачів.

$U_{ном}, кВ$	$\omega_в, 1/рік$	$T_в, год$	$T_p, год$	$\mu_в, 1/рік$	$\alpha_{в.оп}$	$\alpha_{в.к}$	$\alpha_{в.ст}$
110	0.02	20,0	30,0	0.14	0.006	0.013	0.1

Таблиця 2.2 - Показники надійності ПЛ 110 кВ

$U_{ном}, кВ$	$\omega, 1/(рік \cdot 100км)$	$T_в, год$	$\mu_{тек}, 1/рік$	$T_{тек}, год$
110	1.1	9,0	3,0	12,0

Таблиця 2.3 – Показники надійності силових трансформаторів

$U_{ном}, кВ$	$\omega_1, 1/рік$	$T_в, год$	$\mu_{кан}, 1/рік$	$T_{кан}, год$	$\mu_{тек}, 1/рік$	$T_{тек}, год$
110	0.02	100,0	0.17	300,0	2,0	12,0

Таблиця 2.4 - Показники надійності збірних шин ВРП

$U_{ном}, кВ$	$\omega, 1/(рік \cdot 100км)$	$T_в, год$	$\mu_{тек}, 1/рік$	$T_{тек}, год$
110	0.01	5.5	1,0	30,0

Порядок виконання розрахунку наступний:

1. Розраховується ймовірність знаходження елемента в плановому або відновлювальному ремонті:

$$q_{pj} = (\omega \cdot T_e + \mu \cdot T_p) / 8760, \quad (2.1)$$

де ω – табличний параметр потоку відмов електроустаткування;

T_e - середній час відновлення, год;

μ - частота планових ремонтів електроустаткування;

T_p – тривалість капітального ремонту, год.

2. Розраховується ймовірність знаходження схеми у нормальному стані:

$$q_{p.o} = 1 - \sum_1^n q_{pj} \quad (2.2)$$

3. Розраховується величина потоку відмов:

$$\omega_{ij} = \omega_i \cdot q_j \quad (2.3)$$

4. Розраховується час введення в роботу елемента, що відключився при ремонті суміжного елемента:

$$T_{ij} = T_i - \frac{T_i^2}{2 \cdot T_j} \quad (2.4)$$

5. Визначається кількість операцій вимикачем на рік:

$$N_{оп} = N_{ц} \cdot (\mu_1 + \mu_2) + [(N_{ц} - 1) \cdot (\omega_1 + \omega_2) + \sum \omega_{vi}] \cdot (1 - a_{в.к}), \quad (2.5)$$

де $N_{ц}$ - кількість операцій циклу, що дорівнює кількості операцій

вимикачем, необхідні для відключення та подальшого включення приєднання;

μ_1, μ_2 - Частота планових ремонтів приєднань, які з'єднує даний вимикач;

ω_1, ω_2 - параметри потоків відмов приєднань, що з'єднує даний вимикач;

$\sum \omega_{vi}$ - алгебраїчна сума табличних параметрів потоку відмов сусідніх

вимикачів, відмови яких викликають автоматичне відключення розглянутого вимикача;

$\alpha_{в.к}$ - Відносна частота відмов вимикача при відключенні пошкоджень щодо приєднання.

6. Розрахунковий параметр потоку відмов вимикача залежить від його положення в схемі і обчислюється так:

$$\omega_{в.соб} = \omega_{в} \cdot a_{в.ст} + a_{в.оп} \cdot N_{оп}, \quad (2.6)$$

де ω_g – табличний параметр потоку відмов вимикача;

$\alpha_{g.cm}$ - відносна частота відмов вимикачів у статичному стані;

$\alpha_{g.on}$ - відносна частота відмов вимикача при оперативних перемикачів.

7. За заповненою таблицею розрахункових зв'язків визначається величина ймовірного недовідпуску:

$$\Delta W = S_{cc} / S_{\max} \cdot (\sum (\Delta P \cdot \omega_{ij} \cdot T_{v.ij}) , \quad (2.7)$$

де S_{cc} - Середня добова величина навантаження, *MBA*;

Для розрахунків мають бути прийняті такі початкові умови:

- Підстанція має лінію живлення, через яку до неї підведена потужність 127,9 *MVA*, з якої 14,7 *MVA* становить місцеве навантаження
- Якщо лінія живлення знаходиться в ремонті, то місцеве навантаження отримує живлення по відходящій лінії. Перетоки при цьому відсутні
- У разі втрати живлення на вхідній лінії, відходяща лінія відразу починає живити місцеве навантаження
- Втрата відходящої лінії, веде до втрати перетоку по ній, який становить 113,2 *MVA*
- Якщо відходяща лінія знаходиться в ремонті на момент аварії, то перетоки по ній відсутні
- Струм короткого замикання може прийти як з боку лінії живлення, так і з сторони відходящої лінії
- Один трансформатор може повністю забезпечити місцеве навантаження
- Довжина лінії живлення дорівнює 36 *км*, а відходящої лінії 28 *км*
- Час оперативних перемикачів приймається 1 год.

2.3 Розрахунок показників надійності схеми 110-3.

Для складання таблиці розрахункових зв'язків необхідно розрахувати деякі величини. Розрахунок всім трьох схем показаний у таблицях 2.5-2.7.

Таблиця 2.5 - Розрахунок величин для таблиці розрахункових зв'язків першої схеми

№ Формули	Формула	Значення
Вимикачі		
(2.1)	$q_{pjв} = \frac{0,02 \cdot 20 + 0,14 \cdot 30}{8760}$	0.00053
(2.4)	$T_{ij} = 20 - \frac{20^2}{2 \cdot 30}$	13.33
(2.5)	$N_{оп1} = 4 \cdot (5) + [(3) \cdot (0,36 \cdot 1,1 + 0,02) + (0,02)] \cdot (1 - 0,013)$	21.252
	$N_{оп2} = 4 \cdot (5) + [(3) \cdot (0,28 \cdot 1,1 + 0,02) + (0,02)] \cdot (1 - 0,013)$	20.991
	$N_{оп3} = 4 \cdot (4) + [(3) \cdot (0,02 + 0,02) + (0,04)] \cdot (1 - 0,013)$	16.158
(2.6)	$\omega_{в.сoб1} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 21,252$	0.13
	$\omega_{в.сoб2} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 20,991$	0.128
	$\omega_{в.сoб3} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 16,158$	0.099
Лінії		
(2.1)	$q_{pjл} = \frac{0,36 \cdot 1,1 \cdot 9 + 3 \cdot 12}{8760}$	0.00452
	$q_{pjo} = \frac{0,28 \cdot 1,1 \cdot 9 + 3 \cdot 12}{8760}$	0.00426
(2.4)	$T_{ij} = 9 - \frac{9^2}{2 \cdot 12}$	5.63
Трансформатори		
(2.1)	$q_{pjт} = \frac{0,02 \cdot 100 + 0,17 \cdot 300}{8760}$	0.00603
(2.4)	$T_{ij} = 100 - \frac{100^2}{2 \cdot 300}$	83.33
Для всіх елементів		
(2.2)	$q_{р.н} = 1 - (3 \cdot q_{pjв} + q_{pjл} + q_{pjo} + 2 \cdot q_{pjт})$	0.97757
Лінія-вимикач		
(2.4)	$T_{ijл-в} = 9 - \frac{9^2}{2 \cdot 30}$	7.65
Трансформатор-вимикач		
(2.4)	$T_{ijт-в} = 20 - \frac{20^2}{2 \cdot 300}$	19.3

Таблиця 2.6 - Розрахунок відсутніх величин для таблиці розрахункових зв'язків другої схеми

№ Формули	Формула	Значення
(2.5)	$N_{оп3} = 4 \cdot (6) + [(3) \cdot (0,36 \cdot 1,1 + 0,28 \cdot 1,1) + (0,04)] \cdot (0,987)$	26.124
(2.6)	$\omega_{в.соб3} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 26,124$	0.159

Таблиця 2.7 - Розрахунок відсутніх величин для таблиці розрахункових зв'язків третьої схеми

№ Формули	Формула	Значення
(2.5)	$N_{оп1} = 4 \cdot (5) + [(3) \cdot (0,36 \cdot 1,1 + 0,02) + (0,04)] \cdot (1 - 0,013)$	21.271
	$N_{оп2} = 4 \cdot (5) + [(3) \cdot (0,28 \cdot 1,1 + 0,02) + (0,04)] \cdot (1 - 0,013)$	21.050
	$N_{оп3} = 4 \cdot (4) + [(3) \cdot (0,02 + 0,02) + (0,04)] \cdot (1 - 0,013)$	16.158
	$N_{оп4} = 4 \cdot (6) + [(3) \cdot (0,36 \cdot 1,1 + 0,28 \cdot 1,1) + (0,04)] \cdot (0,987)$	26.124
(2.6)	$\omega_{в.соб1} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 21,271$	0.13
	$\omega_{в.соб2} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 21,050$	0.128
	$\omega_{в.соб3} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 16,158$	0.099
	$\omega_{в.соб4} = 0,02 \cdot 0,1 + 0,006 \cdot 26,124$	0.159
(2.2)	$q_{р.н} = 1 - (4 \cdot q_{рjв} + q_{рjп} + q_{рjo} + 2 \cdot q_{рjt})$	0.97704

2.4 Розрахунок показників надійності схеми 110-4

Ця схема відрізняється від попередньої іншим розташуванням ремонтної перемички і вимикача. Також відсутні трансформаторні роз'єднувачі, замість них встановлені роз'єднувачі зі сторони лінії.

2.5 Розрахунок показників надійності схеми «Чотирикутник»

Ця схема відрізняється від попередніх наявністю четвертого вимикача замість ремонтної перемички. Також в цій схемі роз'єднувачі встановлені в колах всіх приєднань.

Параметри вимикачів і ймовірність знаходження схеми в нормальному режимі роботи для цієї схеми буде відрізнятися від попередніх через інші зв'язки між вимикачами.

Схема 110-3 по показниках надійності в нормальному режимі роботи системи поступається схемі «Чотирикутник», а в найбільш обтяженому режимі роботи системи являється більш надійною. Крім цього, схема 110-3 потребує меншої кількості вимикачів і числа операцій за рік.

По вказаним вище причинам для спорудження на підстанції вибрана схема 110-3.

2.6 Вибір схеми РП 10 кВ

Встановлена на даний момент одинока секціонована система шин задовольняє сучасні вимоги з огляду на те, що по параметрам являється компромісом між простотою, надійністю і економічністю. По цій причині буде проведена реконструкція РП 10 кВ, але без зміни електричної схеми. Схема сторони 10 кВ підстанції представлена в графічній частині роботи.

2.7 Вибір схеми РП станції

На станції буде встановлена два блоки двигун-генератор. Зв'язок із системою буде здійснюватися через два триобмоткові силові трансформатори на підстанції. Для станції з двома генераторами як РП може бути встановлено одиноку секційовану систему шин [13, 18], що дозволить у разі ремонту або пошкодження однієї з шин продовжити передавати потужність одного генератора через шину, що залишилася в роботі, в мережу. Електрична схема генераторного РП представлена в графічній частині роботи.

2.8 Загальна електрична схема підстанції і станції

Була складена загальна електрична схема підстанції і станції, представлена в графічній частині роботи.

2.9 Розрахунок струмів нормальних і обтяжених режимів

Розрахунки струмів будуть вестися для найважчого режиму роботи підстанції, при якому вона повинна забезпечити перетоки потужності $113,2 + 31,8 \text{ МВА}$, а також місцеве навантаження $15,81 \text{ МВА}$. Нормальний режим роботи підстанції, за якого вона забезпечує тільки місцеве навантаження не розглядається через незначні величини потужності порівняно з найважчим режимом. Далі найбільш важкий режим роботи підстанції у період зимового максимуму навантаження буде вважатися нормальним режимом роботи.

2.9.1 Розрахунок струмів нормального та обтяженого режиму на напругу 110 кВ

2.9.1.1 Розрахунок струмів нормального та обтяженого режиму ПЛ

Підстанцію підключено до мережі 110 кВ двома повітряними лініями. У нормальному режимі роботи підстанції лінія живлення повинна забезпечити перетоки потужності $113,2 + 31,8 \text{ МВА}$, а також місцеве навантаження $15,81 \text{ МВА}$.

Щоб розрахувати струм лінії живлення можна скористатися наступною формулою:

$$I_{\text{живл}} = \frac{|S_{\text{пер.}}| + S_{\text{місц.}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}},$$

де $S_{\text{пер.}}$ – максимальний перетік потужності, МВА ;

$S_{\text{місц.}}$ - максимальне місцеве навантаження, МВА ;

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, $кВ$;

$$I_{живл} = \frac{|113,2 + 31,8j| \text{ МВА} + 15,81 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 700,13 \text{ А.}$$

Відхідна лінія в нормальному режимі повинна забезпечити перетоки потужності $113,2 + 31,8 \text{ МВА}$.

Максимальний струм можна визначити за формулою:

$$I_{відкл} = \frac{|113,2 + 31,8j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 617,14 \text{ А.}$$

Знайдені величини струмів лінії живлення та відхідної лінії будуть максимальною величиною струму в нормальному режимі роботи підстанції. Обважчений режим для цих ліній не розглядається через те, що у разі відключення хоч однієї з них перетоки будуть повністю втрачено і максимальне навантаження ліній впаде до $15,81 \text{ МВА}$.

2.9.1.2 Розрахунок струмів нормального та обтяженого режиму вимикачів

Для знаходження струмів вимикачів 110 кВ можна скористатися рисунком нормального режиму роботи потужності (графічна частина роботи) і визначити потужність, що проходить через вимикачі.

Струми нормального режиму роботи вимикачів розраховані в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 - Розрахунок струмів нормального режиму вимикачів

№	Потужність, $МВА$	Струм нормального режиму, A
Q1	$127,9 + 37,6j$	$I_{Q1} = \frac{S_{прохид.}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{ 127,9 + 37,6j \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 700,13$
Q2	$121,4 + 35,7j$	$I_{Q2} = \frac{S_{прохид.}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{ 121,4 + 35,7j \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 664,16$
Q3	$113,2 + 31,8j$	$I_{Q3} = \frac{S_{прохид.}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{ 113,2 + 31,8j \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 617,14$

Обтяжений режим вимикача Q_1 відсутній через те, що через нього проходить максимально можлива потужність.

Ускладнений режим для вимикача Q_3 відсутній через те, що при виведенні ремонту будь-якого елемента підстанції струм вимикача залишиться незмінним або стане меншим.

Обтяжений режим для вимикача Q_2 відповідає періоду виведення в ремонт трансформатора 1 (обтяжений режим роботи вимикача Q_2 , графічна частина роботи).

При такому режимі роботи струм вимикача Q_2 дорівнюватиме струму вимикача Q_1 в нормальному режимі і складе $700,13 \text{ A}$.

У нормальному режимі струм ремонтної перемички дорівнює 0. Найбільш важкий режим роботи ремонтної перемички відповідає періоду ремонту Q_1 . У такому випадку через перемичку пройде така ж потужність, як через лінію живлення і складе $127,9 + 37,6 \text{ МВА}$. За такої потужності величина струму складе $700,13 \text{ A}$.

Струм нормального та обтяженого режиму шинопроводу 110 кВ відповідає струму вимикача Q_1 , оскільки через нього також проходить вся потужність підстанції.

2.9.1.3 Розрахунок струмів нормального та обтяженого режиму силових трансформаторів

Для розрахунку струму нормального режиму роботи трансформаторів можна скористатися формулою:

$$I_{\text{нор.т}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{\text{номВН}}}$$

$$I_{\text{нор.т1}} = \frac{|6,5 + 1,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 35,54 \text{ A};$$

$$I_{\text{нор.т2}} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 47,66 \text{ A}.$$

У разі відключення одного з паралельно працюючих трансформаторів, навантаження на справний трансформатор зросте до 15,81 МВА:

$$I_{обт.т} = \frac{|14,7 + 5,8j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 83,2 \text{ А}.$$

2.9.2 Розрахунок струмів нормального та обтяженого режиму на напругу 10 кВ

Розрахунки струмів будуть проводитись за рисунком сторони напруги 10 кВ підстанції (графічна частина роботи).

Трансформаторні вимикачі Q_{1m} і Q_{2m} у нормальному режимі пропускають через себе потужність, рівну потужності навантаження відповідних їм трансформаторів. Струми цих вимикачів розраховані за формулою:

$$I_{нор.Q1m} = \frac{|6,5 + 1,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 260,65 \text{ А};$$

$$I_{нор.Q2m} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 349,5 \text{ А}.$$

У обтяженому режимі по одному з трансформаторних вимикачів піде вся потужність місцевого навантаження. Струм вимикача при цьому складе:

$$I_{обтяж.Q1m} = I_{обтяж.Q2m} = \frac{|14,7 + 5,8j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 610,15 \text{ А/}$$

Струми нормального режиму шинопроводу 10 кВ відповідають навантаженню секцій:

$$I_{нор.1с} = \frac{|6,5 + 1,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 260,65 \text{ А};$$

$$I_{нор.2с} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 349,5 \text{ А}.$$

У обтяженому режимі по будь-якій з шин може пройти повний струм навантаження у разі ремонту одного із силових трансформаторів (рисунок обтяженого режиму роботи шинопроводу, графічна частина роботи):

$$I_{\text{обтяж.1с,2с}} = \frac{|14,7 + 5,8j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 610,15 \text{ А.}$$

Секційний вимикач Q_c використовується у разі поломки або виведення в ремонт одного з трансформаторів (рисунок обтяженого режиму роботи шинопроводу, графічна частина роботи). При цьому вищі навантаження він випробовуватиме при несправності більш навантаженого в нормальному режимі трансформатора. Струм секційного вимикача розрахований за формулою:

$$I_{\text{обтяж.}Q_c} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 349,5 \text{ А.}$$

Точні значення навантаження десяти відходящих кабельних ліній, $Q1_{\text{кл}} - Q10_{\text{кл}}$ невідомі. Сумарна потужність п'яти ліній 1 секції шин становить $8,2 + 3,9j \text{ МВА}$. Другої секції шин – $6,5 + 1,9j \text{ МВА}$.

У нормальному режимі можна прийняти, що навантаження розділене рівномірно. У такому разі номінальний струм вимикачів $Q1_{\text{кл}} - Q5_{\text{кл}}$ і кабельних ліній $KL1 - KL10$ може бути розрахований за формулою:

$$I_{\text{нор.}} = \frac{S_{\text{наб}}}{n \sqrt{3} U_{\text{ном}}},$$

де n – число паралельних ліній;

Для першої секції шин:

$$I_{\text{нор.}KL1-KL5} = I_{\text{нор.}Q1_{\text{кл}}-Q5_{\text{кл}}} = \frac{|6,5 + 1,9j| \text{ МВА}}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 52,13 \text{ А.}$$

Для другої секції шин:

$$I_{\text{нор.}KL6-KL10} = I_{\text{нор.}Q6_{\text{кл}}-Q10_{\text{кл}}} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 70 \text{ А.}$$

Зважаючи на відсутність інформації про мережу кабельних ліній та їх навантаження розглянемо найнесприятливіший варіант: 1 кабельна лінія повинна передавати потужність $8,2 + 3,9j \text{ МВА}$. У такому разі струм по вимикачу та кабельній лінії складе:

$$I_{КЛ} = I_{Q_{кл}} = \frac{|8,2 + 3,9j| \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 349,5 \text{ А}.$$

Ця величина струму значно менша за величину, з якої починаються номінальні струми вакуумних вимикачів, тому далі обтяжений струм по вимикачам $Q1_{кл} - Q10_{кл}$ і лініям КЛ1-КЛ10 можна прийняти 350 А.

2.9.3 Розрахунок струмів нормального і обтяженого режиму на напругу 10 кВ

Для розрахунків скористаємося схемою для розрахунку струмів на шині 10 кВ станції.

Струм генераторних вимикачів $Q3, Q4$ в нормальному режимі може бути знайдено за формулою:

$$I_{нор.Q3,Q4} = \frac{P_z}{\cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{нор.Q3,Q4} = \frac{2,25 \text{ МВт}}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 162,38 \text{ А}.$$

У обтяженому режимі генераторні вимикачі повинні витримати струм, що генерується, з урахуванням падіння напруги на 5%:

$$I_{обтяж.Q3,Q4} = \frac{2,25 \text{ МВт}}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot (10 \cdot 0,95) \text{ кВ}} = 170,93 \text{ А}.$$

Секційний вимикач Q_c у нормальному режимі роботи вимкнено. Він буде використаний у разі несправності одного із трансформаторів або ліній ПЛ1, ПЛ2. Максимальний струм через нього відповідає потужності одного генератора при падінні напруги на 5% :

$$I_{обтяж.Qc} = \frac{2,25 \text{ МВт}}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot (10 \cdot 0,95) \text{ кВ}} = 170,93 \text{ А}.$$

У нормальному режимі струм шинопроводу 10 кВ дорівнюватиме струму генераторного вимикача:

$$I_{нор.ш} = I_{нор.Q3,Q4} = 162,38 \text{ А}.$$

У обтяженому режимі у разі несправності одного з трансформаторів, ПЛ або вимикачів $Q1$, $Q2$ по будь-якому з шинопроводів може пройти повний струм обох генераторів (обтяжений режим роботи шинопроводу).

У такому разі з урахуванням падіння напруги на 5% струм шинопроводу складе:

$$I_{\text{обтяж.ш}} = \frac{4,5 \text{ МВт}}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot (10 \cdot 0,95) \text{ кВ}} = 341,85 \text{ А}.$$

Струм вимикачів з боку підстанції $Q1$, $Q2$ у нормальному режимі буде дорівнює струму генераторних вимикачів $Q3$, $Q4$:

$$I_{\text{нор.}Q1,Q2} = I_{\text{нор.}Q3,Q4} = 162,38 \text{ А}.$$

У обтяженому режимі вимикачі $Q1$, $Q2$ повинні витримати повну потужність обох генераторів (схема для розрахунку струмів на шині 10 кВ станції) з урахуванням падіння напруги на 5% :

$$I_{\text{обтяж.}Q1,Q2} = \frac{4,5 \text{ МВт}}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot (10 \cdot 0,95) \text{ кВ}} = 341,85 \text{ А}.$$

ПЛ1 і ПЛ2 - це лінії, що з'єднують шину 10 кВ станції та обмотку 10 кВ силового трансформатора підстанції. Їхні струми ідентичні струмам вимикачів $Q1$, $Q2$ у нормальному та обтяженому режимі (схема для розрахунку струмів на шині 10 кВ станції) роботи:

$$I_{\text{нор.ПЛ1,ПЛ2}} = I_{\text{нор.}Q1,Q2} = 162,38 \text{ А};$$

$$I_{\text{обтяж.ПЛ1,ПЛ2}} = I_{\text{обтяж.}Q1,Q2} = 341,85 \text{ А}.$$

Максимальні струми вимикачів ліній, що відходять до ТВП, розраховуються по потужності трансформатора Вибір його потужності буде виконано далі, а на поточному етапі вона приймається 400 кВА:

$$I_{\text{ТВП}} = \frac{S_{\text{ТВП}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{400 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 23,1 \text{ А}$$

2.10 Висновки до розділу

1. Проведено вибір схеми РП–110 кВ. Вибрано схему 110-3 « Місток з вимикачами в колах лінії та ремонтним сполучником з боку ліній ».

Дана схема являється більш надійною та потребує меншої кількості вимикачів та числа операцій за рік. Число приєднань на ПС становить 4. ПС являється прохідного типу.

2. Проведено розрахунок показників надійності схем РП.

3. Проведено вибір схеми РП-10 кВ станції. Вибрано схему « Одна одинока секційована вимикачем система шин ».

4. Запропонована загальна електрична схема підстанції і станції.

5. Проведено розрахунок струмів усіх режимів на напругу 110 кВ - для ПЛ, вимикачів, силових трансформаторів, а також на напругу 10 кВ.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір обладнання для підстанції і станції

3.1.1 Вибір обладнання на напругу 110 кВ підстанції

Для установки на сторону напруги 110 кВ підстанції потрібно вибрати наступне обладнання:

- Ошиновку;
- Вимикачі;
- Роз'єднувачі;
- Трансформатори струму;
- Трансформатори напруги;
- Обмежувачі перенапруг.

3.1.1.1 Вибір ошиновки 110 кВ

Застосування жорсткої ошиновки дозволить зменшити витрати металу на 30–50%, залізобетону на 10–20%, скоротити обсяги будівельно-монтажних робіт на величину до 25%.

Для РП з жорсткою ошиновкою не потрібно порталів, така ошиновка зручна для складання та обслуговування. З'єднання з електричним обладнанням та апаратами здійснюється у вигляді гнучких спусків.

Паспортні дані жорсткої ошиновки ВРП 110 кВ представлені у таблиці 3.1.

Перевірка ошиновки буде проведена шляхом порівняння паспортних даних та розрахункових величин із занесенням їх у таблицю 3.2.

Таблиця 3.1 - Паспортні дані жорсткої ошиновки ВРП 110 кВ

Назва	$U_{н.роб}, кВ$	$I_n, А$	$i_{дин}, КА$	$I_{тер}, КА$	$S_{2.с.}, мм$
Ошиновка ВРП-110 кВ	126,0	2000,0	102,0	40,0	120 – 500

Таблиця 3.2 – Перевірка ошиновки

Параметр	Паспортні значення	Розрахункові значення
Найбільша робоча напруга $U_{н.роб}, кВ$	126,0	121.96
Номинальний струм $I_n, А$	2000,0	700.13
Електродинамічна стійкість $i_{дин}, КА$	102,0	9.66
Термічна стійкість $I_{тер}^2 \cdot t, КА^2 \cdot с$	4800,0	39.012

Паспортне та розрахункові значення інтеграла Джоуля в таблиці 3.2 знайдено по формулах:

$$B_{к.насп} = I_{тер}^2 \cdot t$$

$$B_{к.розр} = I_{кз}^2 \cdot (t_{зах} + t_в)$$

$$B_{к.насп} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ } КА^2 \cdot с$$

$$B_{к.розр} = 6,11^2 \cdot (1 + 0,045) = 39,012 \text{ } КА^2 \cdot с.$$

Крім жорсткої ошиновки повинні бути обрані і дроти для використання як гнучкі спуски. Вони будуть вибиратися за максимальним струмом, який може по них пройти – 700,13 А. Для гнучких спусків до всіх вимикачів та роз'єднувачам 110 кВ (крім трансформаторних) обраний провід АС – 300/39 з

тривало допустимим струмовим навантаженням поза приміщеннями 710 А. Для виконання гнучких спусків до трансформаторів і трансформаторних роз'єднувачів з максимальним струмом в 83,2 А обраний провід АС–16/2,7 з тривало допустимим струмовим навантаженням поза приміщеннями 111 А.

3.1.1.2 Вибір вимикачів 110 кВ

Актуальними рішеннями для застосування як вимикачі на даний момент являються вакуумні вимикачі 110 кВ.

Перевагами вакуумного вимикача перед елегазовим очевидні [15]:

- Середовище дугогасіння елегазового вимикача знижує свої діелектричні властивості через збільшення кількості продуктів розкладання у складі газу з збільшенням числа комутаційних операцій. Вакуум же зберігає свої діелектричні властивості протягом усього терміну експлуатації;

- Число циклів включень-вимкнень у вакуумного вимикача в 2 рази вище, ніж у елегазового вимикача;

- Вакуумні вимикачі не вимагають технічного обслуговування протягом усього періоду експлуатації;

- Низькі терміни та витрати на монтаж;

- Зважаючи на меншу кількість рухомих елементів надійність вакуумних вимикачів вища;

- Утилізація вакуумних вимикачів екологічно вища, чим елегазових.

З цих причин було обрано вакуумний вимикач 110 кВ ВРС–110. Дані вимикачі відповідають сучасним вимогам якості та надійності.

Паспортні дані вимикача зведено до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Паспортні дані вакуумного вимикача *ВРС-110* із вбудованим ТС.

Параметр		Вимикач <i>ВРС-110 III – 31,5 / 2500 УХЛ1</i>
Найбільша робоча напруга, <i>кВ</i>		126,0
Номінальний струм, <i>А</i>		2500,0
Номінальний струм відключення, <i>кА</i>		31.5
Струм включення, <i>кА</i>	Початкове діюче значення періодичної складової	31.5
	Найбільший пік	81,0
Наскрізний струм КЗ, <i>кА</i>	Струм е.д. стійкості	81,0
	Струм 3-сек термічної стійкості	31.5
	Початкове діюче значення періодичної складової	31.5
Відсотковий вміст аперіодичної складової, %		40,0
Власний час відключення, <i>мс</i>		0.45
Номінальний струм вбудованого ТС, <i>А</i>		50 – 2000

Виробник пропонує 2 варіанти вакуумного вимикача *ВРС-110*: з вбудованими трансформаторами струму та без них. Для установки в схему 110-3 на шину 110 *кВ* підстанції обраний вимикач з вбудованими трансформаторами струму.

Струми нормальних і обтяжених режимів вимикачів 110 *кВ* зведені в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 - Струми нормальних та обтяжених режимів вимикачів 110 кВ

Вимикач	Струм нормального режиму, А	Струм обтяженого режиму, А
Q1	700.13	700.13
Q2	664.16	700.13
Q3	617.14	617.14

Перевірка параметрів вимикача представлена у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Перевірка вимикача ВРС – 110

Параметр	Паспортне значення	Розрахункове значення
Найбільша робоча напруга U_n , кВ	126,0	121.96
Номінальний струм I_n , А	2500,0	700.13; 617.14
Вимикаюча здатність $I_{вим}$, кА	31.5	6.11
Вимикаюча здатність $i_{вим}$, кА	57.7	9.66
Включаюча здатність $I_{вкл}$, кА	31.5	6.11
Включаюча здатність $i_{вкл}$, кА	81,0	9.66
Електродинамічна стійкість $i_{дин}$, кА	81,0	9.66
Термічна стійкість B_k , кА ² · с	2977,0	39.012

У таблиці 3.5 розрахунок відключаючої здатності $i_{відкл}$ був виконаний за формулою:

$$i_{відкл.пасп.} = \sqrt{2} \cdot I_{кз1} \cdot \beta \cdot 0,01;$$

$$i_{відкл.пасп.} = \sqrt{2} \cdot 81кА \cdot 40\% \cdot 0,01 = 57,7кА.$$

3.1.1.3 Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Для встановлення в якості роз'єднувачів у схему 110-3 зі сторони напруги 110 кВ обрані роз'єднувачі серії РГ. Ці роз'єднувачі мають наступні переваги:

- Низькі значення перехідного опору контактів;
- Контактні виводи дозволяють приєднувати і жорстку та гнучку ошиновку;
- Елементи конструкції виконані із стійким антикорозійним покриттям;
- В основі поворотних колонок застосовані закриті підшипники, що не вимагають обслуговування протягом усього терміну експлуатації;
- Через поставки у відрегульованому стані дозволяють економити на монтажі.

Паспортні дані роз'єднувача серії РГ представлені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 - Паспортні дані роз'єднувача РГ – 110 / 1000 УХЛ1

Назва	$U_{н.роб}, кВ$	$I_n, А$	$i_{дин}, кА$	$I_{тер}, кА$
РГ – 110 / 1000 УХЛ1	126,0	1000,0	80,0	31.5

Перевірку роз'єднувачів буде здійснено шляхом порівняння паспортних даних обладнання та розрахункових величин із занесенням їх до таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Перевірка роз'єднувача РГ – 110 / 1000 УХЛ1

Параметр	Паспортне значення	Розрахункове значення
Найбільша робоча напруга $U_{н.роб}, кВ$	126,0	121.96
Номінальний струм $I_n, А$	1000,0	700.13/617.14/83.2
Електродинамічна стійкість $i_{дин}, кА$	80,0	9.66
Термічна стійкість $I_{тер}^2 \cdot t, кА^2 \cdot с$	2977,0	39.012

3.1.1.4 Вибір трансформаторів струму 110 кВ

У схемі 110-3 передбачається встановлення 4 трансформаторів струму.

Для встановлення в схему на шину 110 кВ підстанції обрано вимикач із вбудованими трансформаторами струму.

У комплекті з вимикачем можуть бути такі типи трансформаторів струму: ТОГ, ІМВ, ТГ, ТРГ, ТФЗМ. Їхні параметри представлені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Параметри, що пропонуються до встановлення ТС у комплекті з вимикачем

Тип ТС	Номинальний первинний струм, A	Клас точності		Струм 3-сек термічної стійкості, kA	Струм е.д. стійкості, kA
		Вимірювань	Захисту		
ТОГ 123	50; 75; 100; 150; 200	0.2(S); 0.5	5P; 10P	10,0	40,0
ІМВ 145	500-3000	0.2; 0.5; 1.0	5P	-	-
ТГ 145N	150-300; 200-400; 250-500; 300-600; 400-800; 800-1600;	0.2; 0.5	5P; 10P	20,0	80,0
ТРГ 110	200-400-800; 300-600-1200; 400-800-1600; 500-1000-2000;	-	5P	-	-
ТФЗМ 123	50-100; 75-150; 100-200; 150-300; 200-400; 300-600; 400-800	0.2(S); 0.5(S)	10P	26-52; 34-58	79-158; 106-212

За таблицею 3.8 обрано трансформатор струму ТФЗМ 123 через відповідний діапазон номінального струму і високу точність обліку вимірювань.

Для вибору номінального струму вбудованого ТС необхідно розглянути його режими роботи на підстанції з нахилом на знаходження найменших значень для нормального режиму та найбільших для обтяженого оцінки точності роботи:

1. Режим роботи підстанції тільки на місцеве навантаження без здійснення перетікання потужності, літній мінімум навантаження. Номінальний струм трансформатора струму $TA1$ становить 14.8 А; $TA2$ - 21.9 А; $TA3$ - 9.7 А.

2. Режим роботи підстанції на місцеве навантаження та здійснення перетікання потужності. Ремонт силового трансформатора $T1$. Максимальний струм трансформатора струму $TA1$ становить 700.13 А; $TA2$ - 664.16 А; $TA3$ - 700.13 А.

Зі збільшенням різниці між номінальним струмом ТС та струмом первинної обмотки збільшується похибка вимірювань. Трансформатор із номінальним значенням струму 400–800 А не підходить з огляду на те, що мінімальний струм вбудованих у вимикач трансформаторів становить 2,4% для $Q3$, 3,7% для $Q2$ і 5,5% для $Q1$ від номінального.

Різниця у величині струму нормального та найважчого режиму вкрай висока. Це потребує встановлення трансформатора струму з можливістю перемикачання числа витків первинної обмотки. Це зробить трансформатори струму дорожчим, але дозволить їм функціонувати у будь-яких режимах роботи підстанції без неприпустимих відхилень щодо точності вимірювань, викладених у ПУЕ [16].

Перевірка параметрів вбудованого трансформатора струму представлена у таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Перевірка вбудованого ТС

Параметр	Паспортне значення	Розрахункове значення
Найбільша робоча напруга $U_{н.роб}$, кВ	126,0	121.96
Номінальний струм I_n , А	50-100	9.7-21.9
	400-800	664.16-700.13
Електродинамічна стійкість $i_{дин}$, кА	79,0	9.66
Термічна стійкість B_k , $кА^2 \cdot с$	2028,0	39.012

Останній трансформатор схеми *ТА4* встановлений у ремонтній перемишці. Рационально було б встановити там такий самий трансформатор, як і обрані раніше ТС, вбудовані у вимикачі. Застосування однотипного обладнання полегшує обслуговування та зменшує витрати на транспортування, регулювання та монтаж.

У будь-якому режимі роботи струм ремонтної перемишки не менший за мінімальний розрахунковий струм і не більший за максимальний розрахунковий струм з таблиці 3.8. Тому для четвертого трансформатора струму *ТФЗМ 123* ніякі додаткові перевірки, крім проведених у таблиці 3.8, не потрібні.

3.1.1.5 Вибір трансформаторів напруги 110 кВ

У схему 110-3 встановлюється два трансформатори напруги.

Для застосування на підстанції вибрано трансформатори напруги *ЗНП – 110*.

Вибраний трансформатор має такі переваги:

1. Вибухо- та пожежобезпечне виконання;
2. Застосування елегазової ізоляції з низьким рівнем витоків;
3. Постачання на рамі під три трансформатори або на опорних стійках.

Паспортні дані трансформатора напруги *ЗНОГ* –110 наведено у таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Паспортні дані трансформатора напруги *ЗНОГ* –110

Тип ТН	Номінальна напруга, <i>кВ</i>	Клас точності		Витік газу на рік, %
		Вимірювань	Захисту	
ЗНІГ-110	$110\sqrt{3}$	0.2; 0.5; 1.0	ЗР	0.1

Цей трансформатор відповідає вимогам щодо точності вимірювань.

3.1.1.6 Вибір обмежувачів перенапруг 110 кВ

Обмежувачі перенапруг служать для захисту обладнання підстанції від комутаційних та грозових перенапруг. Вони повинні бути встановлені з боку всіх повітряних ліній, що відходять від підстанції, і з усіх боків від трансформаторів. Параметри *ОПН* – П1–110/77/10/2 представлені у таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Параметри ОПН

Назва	Номінальна напруга, <i>кВ</i>	Розрядний струм, <i>кА</i>	Граничний струм КЗ, <i>кА</i>
<i>ОПН</i> – П1–110/88/10/2	110,0	10,0	40,0

3.2 Вибір обладнання на напругу 10 кВ станції

Розподільний пристрій станції 10 кВ вирішено також виконувати комплектним розподільчим пристроєм. Для зручності експлуатації та обслуговування обладнання вирішено виконати РП станції комірками КРП – *КРП* – *СЕСЦ* – 70.

Основні технічні характеристики комірок *КРП СЕСЦ* – 70 на напругу 10 *кВ* наведено у таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 - Технічні характеристики *КРП СЕЩ – 70 – 10*

Параметр	Комірка <i>КРП СЕЩ – 70 – 10</i>
Номинальна напруга, <i>кВ</i>	10,0
Найбільша робоча напруга, <i>кВ</i>	12,0
Номинальний струм головних кіл, <i>А</i>	630 - 4000
Номинальний струм збірних шин, <i>А</i>	1000 – 4000
Номинальний струм відключення вимикача, <i>кА</i>	20; 31,5; 40
Струм термічної стійкості, <i>кА</i>	20; 25; 31,5; 40
Струм електродинамічної стійкості, <i>кА</i>	51, 81, 128
Габаритні розміри, ШхВхГ, <i>мм</i>	650x2415x1349

Для встановлення на станцію необхідно вибрати комірки вимикачів, а також наступне обладнання, що є частиною комірок КРП:

- Трансформатори струму;
- Трансформатори напруги;
- Обмежувачі перенапруг.

Крім цього, необхідно вибрати трансформатори власних потреб станції.

3.2.1 Вибір вимикачів 10 кВ

Комірки *КРП СЕЩ – 70 – 10* комплектуються викочуванням вакуумним вимикачем *ВВУ – СЕЩ*.

Зважаючи на невелике струмове навантаження, обраний вимикач з найменшим номінальним струмом – 630 *А*, найменшим струмом відключення – 20 *кА*, термічною – 20 *кА* та електродинамічною стійкістю – 51 *кА*.

За розрахованим струмам вимикачів було складено таблицю 3.13 із зазначенням струмів нормальних та обтяжених режимів вимикачів.

Таблиця 3.13 – Струми нормальних та обтяжених режимів вимикачів 10 кВ

Вимикач	Струм нормального режиму, А	Струм обтяженого режиму, А
$Q1, Q2$	162.38	341.85
$Q3, Q4$	162.38	170.93
Qc	-	170.93
$Q_{ТВП}$	23.1	23.1

По таблиці 3.13 розрахункове значення струму основних кіл вимикача може бути прийнято 341,85 А.

Перевірку вимикача *ВВУ – СЕЩ – Е – 10 – 20 / 630* наведено в таблиці 3.14.

Таблиця 3.14 – Перевірка вимикача *ВВУ – СЕЩ – Е – 10 – 20 / 630*

Параметр	Паспортне значення	Розрахункове значення
Номінальну напругу $U_n, кВ$	10,0	10,0
Струм головних кіл $I_n, А$	630,0	341.85
Вимикаюча здатність $I_{відкл}, кА$	20,0	11.1
Вимикаюча здатність $i_{відкл}, кА$	51,0	18.9
Включаюча здатність $I_{вкл}, кА$	20,0	11.1
Включаюча здатність $i_{вкл}, кА$	51,0	18.9
Електродинамічна стійкість $i_{дин}, кА$	51,0	18.9
Термічна стійкість $B_k, кА^2 \cdot с$	1200,0	128.68

3.2.2 Вибір трансформаторів струму 10 кВ

До установки в комірку передбачені 2 види трансформаторів струму: *ТОЛ – СЕЩ* і *ТШЛ – СЕЩ*. На струми до 2000 А застосовується *ТОЛ – СЕЩ*.

Паспортні дані трансформатора струму *ТОЛ – СЕЩ* представлені в таблиці 3.15.

Таблиця 3.15 - Параметри ТС *ТОЛ – СЕЩ* 10 кВ

Параметр		Трансформатор струму <i>ТОЛ – СЕЩ</i>
Номінальна напруга, кВ		20,0
Номінальний первинний струм, А		20-2000
Номінальний вторинний струм, А		5,0
Клас точності вторинної обмотки	Вимірювань	0.2; 0.2(S); 0.5; 0.5(S)
	Захисту	5P, 10P

Термічна та електродинамічна стійкість цього ТС ідентична вимикачу, перевіреному раніше, тому повторна перевірка не проводитиметься.

Паспортний клас точності вимірювань та захисту *ТОЛ – СЕЩ* 10 кВ задовольняє вимогам ПУЕ [16].

Вибір номінальних первинних струмів ТС для різних комірок здійснено в таблиці 3.16.

Таблиця 3.16 - Вибір ТС за струмами первинної обмотки

Комірка вимикача	Розрахунковий струм, A	Паспортний номінальний струм, A
$Q1, Q2$	162.38 – 341.85	400,0
$Q3, Q4$	162.38 – 170.93	200,0
Qc	170.93	200,0
$Q_{ТВП}$	23.1	30,0

При такому співвідношенні номінальних розрахункових та паспортних значень струму первинної обмотки точність вимірювань перебуватиме у допустимих межах.

3.2.3 Вибір трансформаторів напруги 10 кВ

Для встановлення в комірці КРП передбачені наступні серії трансформаторів напруги: *НОЛ – СЕЩ*, *ЗНОЛ – СЕЩ*, *НАЛИ – СЕЩ*. Стандартним рішенням є ТН *НОЛ – СЕЩ – 20*.

Паспортні дані трансформатора напруги *ЗНОЛ – СЕЩ* представлені у таблиці 3.17.

Таблиця 3.17 - Параметри *ТН НОЛ – СЕЩ*

Тип ТН	Номінальна напруга, kV	Номінальна напруга вторинної обмотки, V	Клас точності	
			Вимірювань	Захисту
<i>НОЛ – СЕЩ</i>	10,0	100,0	0.2; 0.5; 1.0; 3.0-	-

Цей трансформатор відповідає вимогам щодо точності вимірювань.

3.2.4 Вибір обмежувачів перенапруг 10 кВ

Виробник пропонує установку в комірці 10 кВ *СЕСЦ* – 70 будь-яких ОПН. Логічно вибрати обмежувач перенапруг, аналогічний застосованому в комірках підстанції 10 кВ – *ОПН – П / ЗЕУ* – 10/12/10/550 класом напруги 10 кВ. Його параметри наведено у таблиці 3.18.

Таблиця 3.18 - Параметри *ОПН – П / ЗЕУ* 10 кВ

Назва	Номінальна напруга, кВ	Найбільша допустима робоча напруга, кВ	Розрядний струм, кА	Струм пропускної здатності, кА
<i>ОПН – П / ЗЕУ</i>	10,0	12,0	10,0	550,0

3.2.5 Вибір трансформаторів власних потреб 10 кВ

Для забезпечення власних потреб станції має бути передбачено встановлення двох трансформаторів власних потреб.

Власні потреби газопоршневих електростанцій становлять лише 5%. Також ТВП повинні мати установку газифікації, потужність якої становить 1,5% від потужності станції.

Необхідна потужність потреб станції розрахована за формулою:

$$S_{ТВП} = \frac{5\% + 1,5\%}{100} \cdot S_{СТ} = 0,05 \cdot 5,625 \text{ МВА} = 365,6 \text{ кВА}.$$

Для встановлення в комірці *КРП* 10 кВ передбачено трансформатор власних потреб *ТЛС – СЕСЦ* на номінальні потужності 25, 40, 63, 100, 160 кВА.

Трансформаторів такої потужності недостатньо для встановлення як станції ТВП. З цієї причини вибрано сухий трансформатор *ТЛС – 400*. Підключення до нього буде здійснено через комірку з вимикачем. Паспортні дані трансформатора наведено у таблиці 3.19.

Таблиця 3.19 - Паспортні дані трансформатора власних потреб *ТЛС – 400*

Параметр	<i>ТЛС – 400</i>
Номинальна потужність, <i>кВА</i>	400,0
Вторинна напруга, <i>кВ</i>	0.23; 0.4; 0.69
Втрати холостого ходу, <i>Вт</i>	1020,0
Втрати короткого замикання, <i>Вт</i>	5500,0
Струм холостого ходу, %	0.8
Напруга короткого замикання, %	6,0

3.2.6 Вибір комплектації комірок 10 кВ

На РП 10 кВ станції буде розміщено 10 комірок. Встановлене в них основне та додаткове обладнання зазначено у таблиці 3.20.

Таблиця 3.20 - Встановлене в *КРП 10 кВ* обладнання

№ комірки	Кількість комірок	Призначення комірки	Додаткове обладнання			
			Вимикач	ТС	ОПН	ЗР
К01	2	Комірка ТВП	+	+	+	+
К02	2	Комірка ТН	-	-	+	+
К03	2	Комірка генераторного вимикача	+	+	+	+
К04	2	Комірка трансформаторного вимикача	+	+	+	+
К05	1	Комірка секційної перемички	-	+	-	+
К06	1	Комірка секційного вимикача	+	-	-	-

Комутаційним апаратом комірок ТН служить викочувальний плавкий запобіжник, якого достатньо для відключення невеликих струмів ТН.

Комірка секційної перемички комплектується викочувальною перемичкою.

3.3 Проектування системи блискавкозахисту

Загальний вигляд об'єктів, розташованих на території підстанції, що реконструюється і станції, що проектується, представлено в графічній частині роботи.

На рисунку в правому верхньому квадраті розташований ВРП 110 кВ підстанції, а під ним відображено ЗРП 10 кВ. В лівому нижньому квадраті знаходяться два газгольдера і будівля станції. В лівому верхньому квадранті знаходиться установка газифікації і всі необхідні для технологічного процесу будівлі, в тому числі склад дерев'яних відходів.

Із всіх об'єктів на рисунку відомі точні розміри лише ВРП і ЗРП. ЗРП захищається за допомогою блискавкозахисної сітки, яка розташована на криші блочно-модульної будівлі.

3.3.1 Розрахунок системи блискавкозахисту.

Територія ВРП має розміри 29,25 на 47,5 метрів (територія ВРП в графічній частині роботи).

ВРП буде захищатися від прямих ударів блискавки за рахунок установки чотирьох стержневих блискавковідводів. Перша пара блискавковідводів буде розташована на порталах прийому ПЛ. Других два блискавковідводи будуть являти собою окремо стоячі стержневі блискавковідводи.

Рішення розмістити два окремо стоячі блискавковідводи прийнято в зв'язку з тим, що обладнання, яке розміщене в нижній частині ВРП (ОПН, опорні ізолятори, роз'єднувачі) не дають змоги встановити на нього блискавковідводи.

Попередні місця встановлення блискавковідводів і розміри, необхідні для розрахунку блискавкозахисту, представлені в графічній частині роботи.

Блискавковідводи *M1* та *M2* розташовані на порталах прийому ПЛ висотою 11,35 м.

Необхідними для розрахунку висоти блискавкоприймачів є 2 параметри: висота об'єкта h_x і радіус захисту на рівні висоти об'єкта r_x . Обидва параметри повинні бути взяті для найвіддаленішого та/або високого об'єкта.

Для знаходження значення параметрів необхідно проаналізувати розташування найвищих об'єктів на підстанції. Найвищими об'єктами (крім порталів) є блоки опорних ізоляторів, але обидва блоки знаходяться близько до місця установки блискавковідводів $M3$ та $M4$. Наступні по висоті об'єкти – вакуумні вимикачі висотою $6,55$ м. Усі три вимикачі знаходяться всередині зони захисту подвійних стрижневих блискавковідводів $M1/M3$, $M3/M4$, $M2/M4$. Далі йдуть трансформатори струму заввишки $5,6$ м., розташовані аналогічно вимикачам, за винятком одного ТС, розташованого між подвійним стрижневим блискавковідводом $M1/M2$. Максимальна висота жорсткої ошиновки – $5,13$ м. та розташована вона між блискавковідводами. Наступними за висотою об'єктами є силові трансформатори висотою 5 м. Вони розташовані на відстані $3,25$ м. по горизонталі від найближчого блискавкоприймача і знаходяться поза прямокутником, що утворюється 4 м. блискавковідводами, тому силові трансформатори будуть вважатися самими віддаленими від блискавковідводів об'єктами.

Висота блискавкоприймача може бути знайдена розв'язком квадратного рівняння:

$$0,64 \cdot h^2 - 0,8 \cdot h \cdot (h_x + r_x) = 0;$$

$$0,64 \cdot h^2 - 0,8 \cdot h \cdot (5 + 3,25) = 0;$$

$$x = 10,31 \text{ м.}$$

Для подальших розрахунків приймається наступна висота блискавкоприймачів: $M1$ та $M2$ – 13 м., $M3$ та $M4$ – 11 м.

Знаючи висоту блискавкоприймача можна перевірити, чи все обладнання ВРП увійде до зони захисту. Чотири блискавкоприймача утворюють 6 пар подвійних стрижневих блискавковідводів: $M1/M2$, $M1/M3$, $M1/M4$, $M3/M4$, $M2/M3$, $M2/M4$. Максимальне відстань, при якій два одиночні блискавковідводи утворюють подвійний стрижневий блискавковідвід складає

$L_{\max} = 4,75h$. Перевірка блискавкоприймачів на утворення подвійних стрижневих блискавковідводів проведено у таблиці 3.21.

Таблиця 3.21 - Перевірка блискавкоприймачів на утворення подвійних стрижневих блискавковідводів

Пара блискавкоприймачів	Відстань між блискавкоприймачами	Умова утворення подвійного стрижневого блискавковідведення
$M1 / M2$	27.85	$27.85 \leq 61.75$
$M1 / M3$	42.07	$42.07 \leq 57,0$
$M1 / M4$	51.12	$51.12 \leq 57,0$
$M3 / M4$	30.68	$27.85 \leq 52.25$
$M2 / M3$	51.12	$51.12 \leq 57,0$
$M2 / M4$	42.07	$42.07 \leq 57,0$

За таблицею 3.21 видно, що всі пари блискавкоприймачів утворюють подвійні стрижневі блискавковідводи.

Подвійний стрижневий блискавковідвід при наближенні до центру утворює провисання, якщо відстань між блискавковідводами перевищує $L_c = 2,25h$.

Перевірку блискавкоприймачів на утворення провисання проведено у таблиці 3.22.

Таблиця 3.22 - Перевірка блискавкоприймачів на утворення провисання

Пара блискавкоприймачів	Відстань між блискавкоприймачами	Умова утворення провисання
$M1 / M2$	27.85	$27.85 \leq 29.25$
$M1 / M3$	42.07	$35.12 \leq 27,0$
$M1 / M4$	51.12	$44.82 \leq 27,0$
$M3 / M4$	30.68	$27.85 \leq 24.75$
$M2 / M3$	51.12	$44.82 \leq 27,0$
$M2 / M4$	42.07	$35.12 \leq 27,0$

Перевірка в таблиці 3.22 показала, що у всіх пар блискавковідводів, крім $M1 / M2$, утворюється провисання. Спочатку розрахуємо висоту провисання у

пари $M1/M4$, оскільки між цими блискавковідводами знаходиться досить високий вимикач заввишки 6,55 м.

Висота провисання може бути знайдена за формулою:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} \cdot h_M \cdot 0,8;$$

$$h_c = \frac{57 - 51,12}{57 - 27} \cdot 12 \cdot 0,8 = 1,88 \text{ м}.$$

Висота блискавковідводу прийнята як середня між висотою блискавковідводів $M1$ і $M4$.

Блискавкоприймачі висотою 11 і 13 м., знайдена висота провисання та зона захисту між блискавкоприймачами $M1$ та $M4$ показано в графічній частині роботи.

По рисунку видно, що в зону захисту подвійного стрижневого блискавковідводу $M1/M3$ не входить частина обладнання. З цієї причини висота блискавковідводів має бути збільшена.

Розрахунково-графічним методом було знайдено необхідну висоту блискавкоприймачів. Вона становитиме 14,5 м.

Перевірку блискавкоприймачів на утворення подвійних стрижневих блискавковідводів проведено у таблиці 3.23.

Таблиця 3.23 - Перевірка блискавкоприймачів на утворення подвійних стрижневих блискавковідводів

Пара блискавкоприймачів	Відстань між блискавкоприймачами	Умова утворення подвійного стрижневого блискавковідводу
<i>M1 / M2</i>	27.85	$27.85 \leq 71.25$
<i>M1 / M3</i>	42.07	$42.07 \leq 71.25$
<i>M1 / M4</i>	51.12	$51.12 \leq 71.25$
<i>M3 / M4</i>	30.68	$27.85 \leq 71.25$
<i>M2 / M3</i>	51.12	$51.12 \leq 71.25$
<i>M2 / M4</i>	42.07	$42.07 \leq 71.25$

За таблицею 3.23 видно, що всі пари блискавкоприймачів утворюють подвійні стрижневі блискавковідводи.

Подвійний стрижневий блискавковідвід при наближенні до центру утворює провисання, якщо відстань між блискавковідводами перевищує $L_c = 2,25h$.

Перевірку блискавкоприймачів на утворення провисання проведено у таблиці 3.24.

Таблиця 3.24 - Перевірка блискавкоприймачів на утворення провисання

Пара блискавкоприймачів	Відстань між блискавкоприймачами	Умова утворення провисання
<i>M1 / M2</i>	27.85	$27.85 \leq 33.75$
<i>M1 / M3</i>	42.07	$35.12 \leq 33.75$
<i>M1 / M4</i>	51.12	$44.82 \leq 33.75$
<i>M3 / M4</i>	30.68	$30.68 \leq 33.75$
<i>M2 / M3</i>	51.12	$44.82 \leq 33.75$
<i>M2 / M4</i>	42.07	$35.12 \leq 33.75$

Перевірка в таблиці 3.24 показала, що у пар блискавковідводів $M1/M3$, $M1/M4$, $M2/M3$, $M2/M4$ утворюється провисання. Розрахунок висоти провисання зроблено у таблиці 3.25.

Таблиця 3.25 - Розрахунок висоти провисання

Пара блискавкоприймачів	Висота провисання
$M1/M3$	$h_c = \frac{71,25 - 42,07}{71,25 - 33,75} \cdot 15 \cdot 0,8 = 9,34 \text{ м.}$
$M1/M4$	$h_c = \frac{71,25 - 51,12}{71,25 - 33,75} \cdot 15 \cdot 0,8 = 6,44 \text{ м.}$
$M2/M3$	$h_c = \frac{71,25 - 51,12}{71,25 - 33,75} \cdot 15 \cdot 0,8 = 6,44 \text{ м.}$
$M2/M4$	$h_c = \frac{71,25 - 42,07}{71,25 - 33,75} \cdot 15 \cdot 0,8 = 9,34 \text{ м.}$

Провисання між блискавкоприймачами $M1/M3$ і $M2/M4$ знаходиться вище будь-якого об'єкта на території, що захищається (крім порталу), а провисання між блискавкоприймачами $M1/M4$ та $M2/M3$ має бути перевірений на предмет виходу обладнання за межі зони захисту.

На рисунку графічної частини показано вид «В» на підстанцію із зазначенням зони захисту блискавкоприймачів $M1/M4$ і висота провисання між ними.

По рисунку видно, що обладнання, що раніше виходить за межі зони захисту тепер повністю знаходиться в зоні захисту.

По рисункам видно, що все обладнання входить в зону захисту 4 блискавковідводів.

3.3.2 Перевірка на блискавкостійкість

Блискавкостійкість характеризує кількість років без аварій, викликаних прямим ударом блискавки.

Для перевірки на блискавкостійкість потрібно розрахувати кількість ударів блискавки на рік, кількість відключень підстанції через прямі удари блискавки на рік і ймовірне число років роботи підстанцій без відключень від прямих ударів блискавки.

Згідно з картою грозової активності за середньорічною тривалості гроз у годинах, знаходиться в районі з тривалістю гроз у середньому 40 – 60 годин на рік. У розрахунках приймаємо число блискавкових годин $n = 60 \text{ год}$.

Орієнтовна кількість ударів блискавки в ПС протягом року:

$$N = 0,06 \cdot n(a + 8 \cdot h_x) \cdot (b + 8 \cdot h_x) \cdot 8^{-6},$$

$$N = 0,06 \cdot 60 \cdot (47,5 + 8 \cdot 11,35) \cdot (29,25 + 8 \cdot 11,35) \cdot 8^{-6} = 0,228 \text{ уд} / \text{ рік}.$$

Кількість відключень підстанції внаслідок прямого удару блискавки на рік обчислюється за такою формулою[^]

$$\gamma = N \cdot \Psi_n \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g,$$

Ψ_n - Імовірність прориву блискавки крізь зону захисту блискавковідводів.

Прийнято рівним 0,01;

Ψ_i - Можливість перекриття ізоляції при прямому ударі блискавки. Прийнято рівним 0,68;

Ψ_g - Імовірність переходу імпульсного перекриття в силову дугу.

Прийнято рівним 0,7.

$$\gamma = 0,228 \cdot 0,1 \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,011.$$

Ймовірна кількість років роботи підстанцій без відключень від прямих ударів блискавки (вантажостійкість) визначається за виразом:

$$m = \frac{1}{\gamma},$$

$$m = \frac{1}{0,011} = 90,91 \text{ рік.}$$

3.4 Висновки до розділу

1. Проведено вибір обладнання для підстанції та станції. На напругу 110 кВ підстанції вибрано: ошиновку, вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, обмежувачі перенапруги. На напругу 10 кВ станції вибрано: вимикачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, обмежувачі перенапруг, трансформатори власних потреб.

2. Проведено проектування системи блискавкозахисту. Здійснено розрахунки та відповідну перевірку.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Організація роботи з охорони праці на підприємстві і на робочому місці

У відповідності до Закону України «Про охорону праці» [17] державна політика в галузі охорони праці базується на принципах:

- пріоритету життя і здоров'я працівників, повної відповідальності роботодавця за створення належних, безпечних і здорових умов праці;
- підвищення рівня промислової безпеки шляхом забезпечення суцільного технічного контролю за станом виробництв, технологій та продукції, а також сприяння підприємствам у створенні безпечних та нешкідливих умов праці;
- комплексного розв'язання завдань охорони праці на основі загальнодержавної, галузевих, регіональних програм з цього питання та з урахуванням інших напрямів економічної і соціальної політики, досягнень в галузі науки і техніки та охорони довкілля;
- соціального захисту працівників, повного відшкодування шкоди особам, які потерпіли від нещасних випадків на виробництві та професійних захворювань;
- встановлення єдиних вимог з охорони праці для всіх підприємств та суб'єктів підприємницької діяльності незалежно від форм власності та видів діяльності;
- використання економічних методів управління охороною праці, участі держави у фінансуванні заходів щодо охорони праці, залучення добровільних внесків та інших надходжень на дані цілі, отримання яких не суперечить законодавству;
- інформування населення, проведення навчання, професійної підготовки і підвищення кваліфікації працівників з питань охорони праці;

– забезпечення координації діяльності органів державної влади, установ, організацій, об'єднань громадян, що розв'язують проблеми охорони здоров'я, гігієни та безпеки праці, а також співробітництва і проведення консультацій між роботодавцями та працівниками (їх представниками), між усіма соціальними групами під час прийняття рішень з охорони праці на місцевому та державному рівнях;

– використання світового досвіду організації роботи щодо поліпшення умов і підвищення безпеки праці на основі міжнародного співробітництва.

Умови праці на робочому місці, безпека технологічних процесів, машин, механізмів, устаткування та інших засобів виробництва, стан засобів колективного та індивідуального захисту, що використовуються працівником, а також санітарно-побутові умови повинні відповідати вимогам законодавства.

Працівник має право відмовитися від дорученої роботи, якщо створилася виробнича ситуація, небезпечна для його життя чи здоров'я або для людей, які його оточують, або для виробничого середовища чи довкілля. Він зобов'язаний негайно повідомити про це безпосереднього керівника або роботодавця. Факт наявності такої ситуації за необхідності підтверджується спеціалістами з охорони праці підприємства за участю представника профспілки, членом якої він є, або уповноваженої працівниками особи з питань охорони праці (якщо професійна спілка на підприємстві не створювалася), а також страхового експерта з охорони праці.

Працівник має право розірвати трудовий договір за власним бажанням, якщо роботодавець не виконує законодавства про охорону праці, не додержується умов колективного договору з цих питань. У цьому разі працівникові виплачується вихідна допомога в розмірі, передбаченому колективним договором, але не менше тримісячного заробітку.

Працівника, який за станом здоров'я відповідно до медичного висновку потребує надання легшої роботи, роботодавець повинен перевести за згодою працівника на таку роботу на термін, зазначений у медичному висновку, і у разі

потреби встановити скорочений робочий день та організувати проведення навчання працівника з набуття іншої професії відповідно до законодавства.

На час зупинення експлуатації підприємства, цеху, дільниці, окремого виробництва або устаткування органом державного нагляду за охороною праці чи службою охорони праці за працівником зберігаються місце роботи, а також середній заробіток.

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, перехреснування проводів;
- помилкове подання напруги в установку, де працюють люди;
- відсутність надійних захисних пристроїв.

4.3 Фактори, які визначають небезпеку ураження людини електричним струмом

Індивідуальні особливості людей значною мірою визначають наслідок ураження. Струм, який викликає лише слабкі відчуття в однієї людини, може бути таким, що не відпускає, для іншої. Характер дії при одному і тому ж значенні струму залежить від стану нервової системи й всього організму загалом. Важливим фактором, що визначає ступінь дії електричного струму на людину, є також її вага та фізичний розвиток.

Встановлено, що для жінок порогове значення струму в 1,5 рази нижче ніж для чоловіків. Це пояснюється слабшим фізичним розвитком жінок.

Тривалість дії струму на органам людини — один із основних факторів. Чим вона менша, тим слабші наслідки (менша небезпека).

Якщо струм такий, що не відпускає, але ще не порушує дихання і роботу серця, швидке вимкнення його рятує потерпілого. При довгій дії струму опір людини зменшується і струм збільшується до значень, що можуть викликати параліч дихання і навіть фібриляцію серця.

Зупинка дихання настає не миттєво, а через декілька секунд. Причому час зменшується зі збільшенням струму, що протікає через органи людини. Ймовірність настання фібриляції, а також параліч серця теж залежить від тривалості дії струму. Нормально серце скорочується від 60 до 80 разів на хвилину, тобто тривалість циклу скорочення-розширення дорівнює приблизно 1 с. У кожному циклі протягом часу 0,15-0,2 с. м'язи серця розслаблені й тоді серце найчутливіше до дії електричного струму.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проведено вибір схеми РП–110 кВ. Вибрано схему 110-3 « Місток з вимикачами в колах лінії та ремонтним сполучником з боку ліній ».

Дана схема являється більш надійною та потребує меншої кількості вимикачів та числа операцій за рік. Число приєднань на ПС становить 4. ПС являється прохідного типу.

2. Проведено розрахунок показників надійності схем РП.

3. Проведено вибір схеми РП-10 кВ станції. Вибрано схему « Одна одинока секційована вимикачем система шин ».

4. Запропонована загальна електрична схема підстанції і станції.

5. Проведено розрахунок струмів усіх режимів на напругу 110 кВ - для ПЛ, вимикачів, силових трансформаторів, а також на напругу 10 кВ.

6. Проведено вибір обладнання для підстанції та станції. На напругу 110 кВ підстанції вибрано: ошиновку, вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, обмежувачі перенапруги. На напругу 10 кВ станції вибрано: вимикачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, обмежувачі перенапруг, трансформатори власних потреб.

7. Проведено проектування системи блискавкозахисту. Здійснено розрахунки та відповідну перевірку.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Liste von Biomassekraftwerken in Deutschland https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Biomassekraftwerken_in_Deutschland.
2. Bio- und Holzkraftwerk Zapfendorf <https://www.veolia.de/bio-und-holzkraftwerk-zapfendorf>
3. Altholzannahme <https://www.veolia.de/altholzannahme>
4. Hernieuwbare energie in Nederland 2017 <https://www.cbs.nl/-/media/pdf/2018/40/hernieuwbare-energie-webversie.pdf>
5. Ørsted Annual report 2018 <https://ml-eu.globenewswire.com/Resource/Download/9167de7b-027a-4b95-80aa-1468381badd4>
6. Asnæs power station <https://www.nsenergybusiness.com/projects/asnaes-power-station/>
7. Asnæs Power Station generates green power <https://orsted.com/en/Media/Newsroom/News/2019/11/Asnaes-Power-Station-generates-green-power>
8. <https://uk.wikipedia.org/wiki/Піроліз>
9. Ince Bio Power. Bioenergy infrastructure group <http://bioenergyinfrastructure.co.uk/site/ince-bio-power/>
10. Biomass gasification for energy production <https://www.holzkraft.com/en/products/biomass-chp.html>
11. Wood gasifier combined with existing CHP unit <https://www.holzkraft.com/en/products/wood-power-plant.html>
12. Gasification of wood chips <https://www.holzkraft.com/en/products/cascade.html>
13. Сегеда М.С. Электричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.

14. Ковальчук І.В.. Вибір головної схеми електричних з'єднань розподільчих пристроїв. /І.В. Ковальчук, Н.А. Куземко, 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. – с.78-79.
15. <http://inmad.vntu.edu.ua/portal/static/52946FED-969E-4D02-96AC-5CF8F93B640F.pdf>
16. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України, - К., 2017.
17. Закон України «Про охорону праці»
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12#Text>
18. 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.