



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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В.П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня бакалавр  
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Котобею Андрію Васильовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Модернізація трансформаторної підстанції 110/10 кВ

Керівник роботи Белякова Ірина Володимирівна, к.т.н., доцент  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «22» січня 2024 року № 4/7-47

2. Термін подання студентом завершеної роботи червень 2024 року

3. Вихідні дані до роботи Перелік існуючого обладнання

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

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

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

1. Презентація

2.

3.

4.

5.

6.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	Гурик О.Я., к.т.н., доцент кафедри МТ		
Нормоконтроль	Коваль В.П., к.т.н., завідувач кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 2024 року

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.03.2024	
2	Аналітичний розділ	28.03.2024	
3	Проектно-конструкторський розділ	30.04.2024	
4	Розрахунковий розділ	30.05.2024	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2024	
6	Загальні висновки	03.06.2024	
7	Оформлення пояснювальної записки	05.06.2024	
8	Оформлення графічної частини	06.06.2024	

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Котобей А.В. \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Белякова І.В. \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТс–41. - Т. : ТНТУ, 2024.

Стор. 75; рис. 2; табл. 10; креслень -; джерел 15; додатків 0.

Робота бакалавра виконана згідно завдання на тему: «Модернізація трансформаторної підстанції 110/10 кВ».

Метою кваліфікаційної роботи є модернізація трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Проведено вибір варіантів головної схеми електричних з'єднань підстанції. Проведено вибір числа, потужності та типу трансформаторів. Проведено розрахунки струмів КЗ. Проведено вибір основного електроустаткування і струмоведучих частин: шин, струмопроводів, ізоляторів і кабелів; електричних апаратів ВН; вимірювальних ТС і ТН. Проведено вибір релейного захисту і автоматики. Проведено розрахунок показників надійності електропостачання споживачів. Розглянуто вимірювання та облік електроенергії. Проведено вибір оперативного струму і джерел живлення. Розглянуто власні потреби підстанції. Розглянуто питання регулювання напруги на підстанції. Проведено компонування устаткування ВРП. Проведено розрахунок контуру захисного заземлення.

Ключові слова: модернізація, ТП, РЗ, електрообладнання.

## ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Аналіз стану електропостачання промислового району	8
1.2 Початкові дані для реконструкції підстанції	8
1.3 Завдання реконструкції підстанції	11
1.4 Модернізація трансформаторних підстанцій	11
1.5 Постановка задач	13
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	14
2.1 Вибір варіантів головної схеми електричних з'єднань підстанції	14
2.2 Вибір трансформаторів	15
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання.	17
2.4 Вибір основного електроустаткування і струмоведучих частин	22
2.4.1 Вибір шин, струмопроводів, ізоляторів і кабелів	22
2.4.2 Вибір електричних апаратів високої напруги	31
2.4.3 Вибір вимірювальних ТС і ТН	35
2.5 Висновки до Розділу 2	42
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.	43
3.1 Вибір РЗ та автоматики	43
3.2 Розрахунок показників надійності електропостачання споживачів	51
3.3 Вимірювання та облік електроенергії	55
3.4 Вибір оперативного струму та джерел живлення.	55
3.5 Власні потреби ПС	58
3.6 Регулювання напруги на ПС	59
3.7 Компонування устаткування ВРП	59
3.8 Розрахунок контуру захисного заземлення	60
3.9 Висновки до Розділу 3	66

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	67
4.1 Комплексний аналіз життєдіяльності людини	67
4.2 Пожежна профілактика для проведення вогневих робіт	68
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	72
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	73

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Модернізація трансформаторних підстанцій є важливою задачею в енергетичній інфраструктурі будь-якої країни з багатьох причин.

**Підвищення ефективності.** Старі трансформаторні підстанції можуть мати меншу ефективність у перетворенні та передачі електроенергії через втрати в трансформаторах, перетворювачах та інших компонентах. Модернізація дозволяє впровадити нові технології, які знижують ці втрати.

**Підвищення надійності.** Старе обладнання може бути менш надійним через фізичне зношення та відсутність підтримки запасних частин. Модернізація включає заміну застарілих компонентів на нові, що забезпечує підвищену надійність системи.

**Виконання нових вимог.** З розвитком технологій змінюються стандарти та вимоги до трансформаторних підстанцій, наприклад, щодо енергоефективності, керованості, захисту навколишнього середовища. Модернізація дозволяє впровадити сучасні рішення, які відповідають цим вимогам.

**Забезпечення зростаючого попиту.** В разі зростання електроенергетичного попиту або змін у режимі роботи мережі може знадобитися збільшення потужності чи реорганізація трансформаторних підстанцій. Модернізація дозволяє адаптувати існуючі системи до нових умов.

**Економічність і тривалість служби.** Інвестиції в модернізацію можуть здаватися високими витратами на перший погляд, але вони можуть значно зекономити кошти у майбутньому через зменшення втрат енергії, підвищення ефективності та зменшення потреби у ремонті та обслуговуванні.

Отже, модернізація трансформаторної підстанції є важливою для забезпечення ефективної та надійної роботи енергетичної системи, що відповідає сучасним вимогам сталого розвитку і забезпечення енергетичної безпеки країни.

Тому, модернізація трансформаторної підстанції 110/10 кВ є актуальною задачею.

**Метою кваліфікаційної роботи** є модернізація трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

**Завдання:**

1. Провести вибір варіантів головної схеми електричних з'єднань підстанції.
2. Провести вибір числа, потужності та типу трансформаторів.
3. Провести розрахунки струмів КЗ.
4. Провести вибір основного електроустаткування і струмоведучих частин.
5. Провести вибір РЗ і автоматики.
6. Провести розрахунок показників надійності електропостачання споживачів.
7. Розглянути вимірювання та облік електроенергії.
8. Провести вибір оперативного струму та джерел живлення.
9. Розглянути власні потреби підстанції.
10. Розглянути питання регулювання напруги на підстанції.
11. Провести компонування устаткування ВРП.
12. Провести розрахунок контуру захисного заземлення.



## 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Аналіз стану електропостачання промислового району

ПС “Промислова” забезпечує потреби району в електричній енергії, причому, в останній час потреби в електроенергії ростуть. До 2030 року планується збільшення споживання електроенергії до 180 МВт. На підстанцію 110/10 кВ “Промислова” приходять 4 повітряних лінії, встановлено 4 трансформатори потужністю 40 МВт.

Аналіз показує, що при планованому збільшенні потужності пропускної спроможності підстанції буде недостатньо і виникне дефіцит.

Для забезпечення надійного і безперебійного електропостачання підприємства виникає потреба в реконструкції підстанції 110/10 кВ з метою збільшення пропускної спроможності [10, 11].

### 1.2 Початкові дані для реконструкції підстанції

На підстанцію приходять чотири повітряні лінії:

ПЛ "1" завдовжки 4,5 км - на 1 секцію шин;

ПЛ "2" довжиною 6 км - на 4 секцію шин;

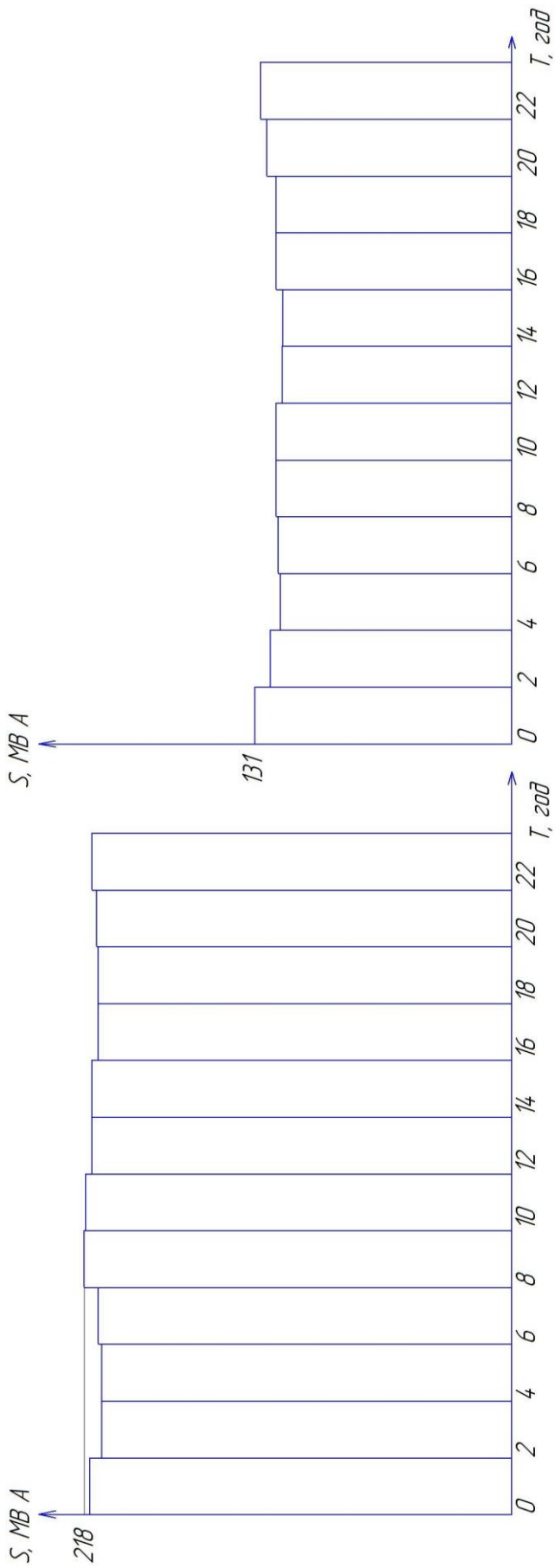
ПЛ "3" завдовжки 6 км - на 2 секцію шин;

ПЛ "4" довжиною 3 км - на 3 секцію шин.

Потужність КЗ системи 2260 МВ·А.

Необхідна максимальна потужність, що передається через підстанцію до 2030 року  $S_{\text{нав.макс.}} = 180 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Середньодобові графіки електричних навантажень приведені на рис. 1.1. і рис. 1.2.



a)

Зимові графіки електричних навантажень підстанції:

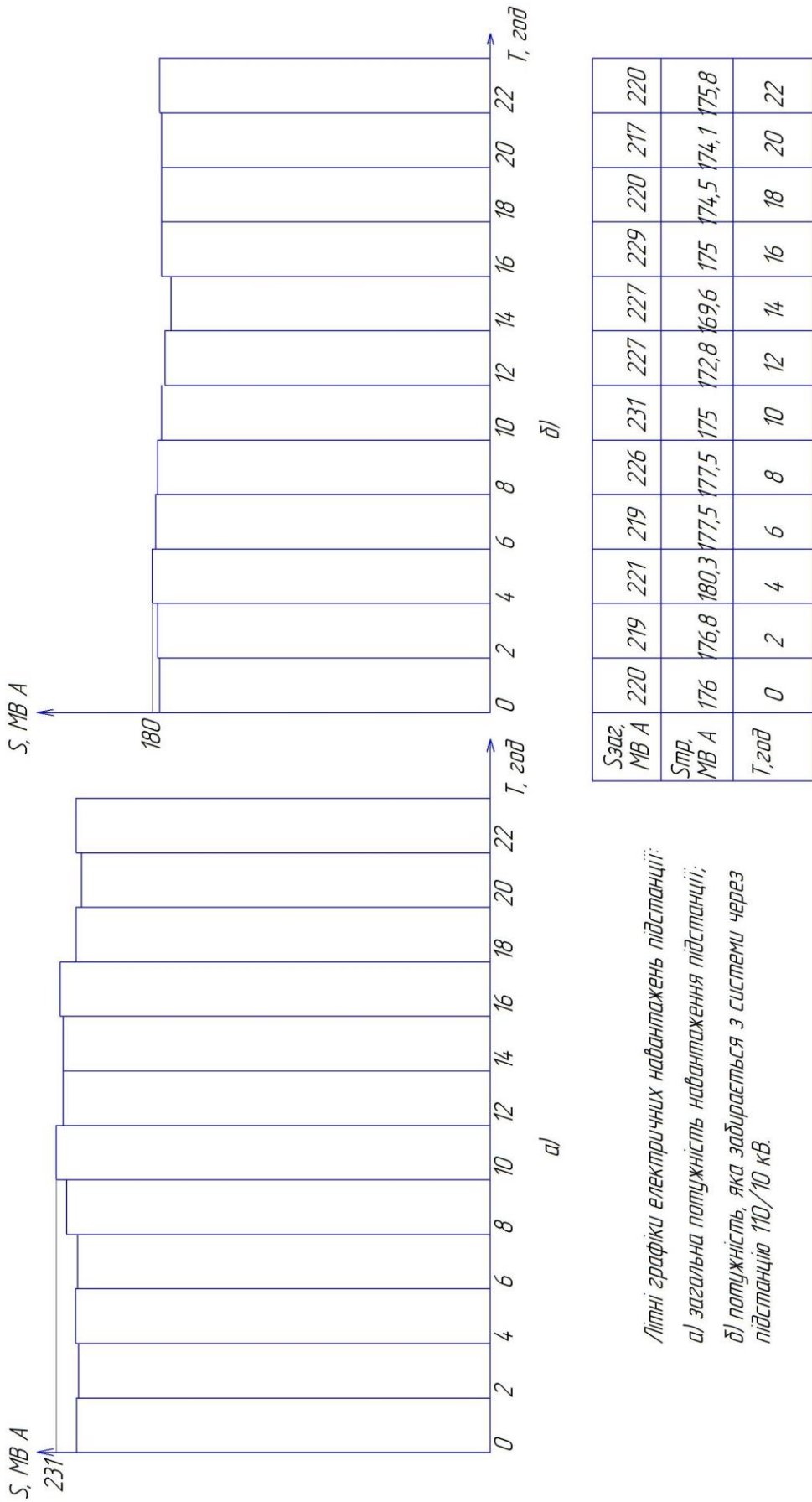
a) загальна потужність навантаження підстанції;

б) потужність, яка забиратиметься з системи через підстанцію 110/10 кВ.

б)

$S_{\text{заг}},$ MB A	215	209	209	211	218	217	214	214	214	211	212	212	212	214
$S_{\text{пр}},$ MB A	131	123,5	118	119	120	120	117	116	120	120	120	120	125	128
$T, \text{год}$	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	22	22

Рисунок 1.1. Зимові графіки електричних навантажень



Літні графіки електричних навантажень підстанції:  
 а) загальна потужність навантаження підстанції;  
 б) потужність, яка забирається з системи через підстанцію 110/10 кВ.

Рисунок 1.2. Літні графіки електричних навантажень

Основні споживачі електричної енергії відносяться до першої категорії надійності електропостачання відповідно до ПУЕ [1].

ГРП 10 кВ знаходиться в 100 м від ВРП-110 кВ, розподільчі пристрої зв'язані між собою кабельним тунелем, також є зв'язок гнучким шинопроводом.

Розміри ВРП 70х70 м.

### **1.3 Завдання реконструкції підстанції**

Устаткування на підстанції давно виробило свій ресурс, застаріло морально і фізично, не відповідає необхідній надійності і пропускній спроможності. Тому в завдання реконструкції підстанції входить не лише приведення параметрів підстанції до потрібних, але також і оновлення силового устаткування підстанції, релейного захисту, елементів системи автоматичного контролю і обліку електроенергії [1].

Необхідно також розглянути питання забезпечення безпеки на підстанції.

### **1.4 Модернізація трансформаторних підстанцій**

Модернізація трансформаторних підстанцій - це процес оновлення їх обладнання, систем і інфраструктури з метою покращення ефективності, надійності, безпеки і зменшення енерговитрат.

Заміна обладнання - встановлення нових трансформаторів, вимикачів, ізолюваних проводів і т.д., що відповідають сучасним стандартам і енергоефективності. Заміна обладнання трансформаторної підстанції - це важлива частина її модернізації і може включати декілька ключових кроків: аналіз потреб - спочатку потрібно провести детальний аналіз стану і функціонування існуючого обладнання підстанції, це дозволяє визначити, які саме компоненти потребують заміни і чому; розробка проекту заміни - на основі аналізу потрібно розробити проект заміни обладнання, який включатиме в себе

вибір нового обладнання, встановлення та інтеграцію; вибір нового обладнання - повинен враховувати сучасні стандарти енергоефективності, надійності та безпеки, це можуть бути нові трансформатори, вимикачі, захисні пристрої тощо; підготовка місця для встановлення - необхідно підготувати місце для встановлення нового обладнання, включаючи необхідні інфраструктурні підготовчі роботи; встановлення і тестування - після придбання обладнання його необхідно встановити, підключити до систем електропостачання та провести всі необхідні тестування для перевірки його працездатності та відповідності вимогам; пусконаладження і введення в експлуатацію - після успішного тестування обладнання здійснюється пусконаладження, включення в експлуатацію і налагодження роботи нового обладнання; моніторинг і обслуговування - після введення в експлуатацію важливо забезпечити регулярне моніторинг та обслуговування нового обладнання для забезпечення його ефективної роботи та тривалої експлуатації. Заміна обладнання трансформаторної підстанції є складним процесом, що вимагає комплексного підходу та співпраці з кваліфікованими спеціалістами для забезпечення успішності проекту [2, 3].

Автоматизація і керування - впровадження автоматизованих систем моніторингу, керування та діагностики для покращення керування мережею та зменшення часу відновлення після аварій [4, 5, 15].

Впровадження сучасних технологій - використання сучасних рішень у сфері ІТ, які дозволяють збирати дані про енергопотребу і ведення документації.

Збільшення потужності - збільшення потужності підстанції для забезпечення росту попиту на електроенергію в регіоні.

Підвищення безпеки - впровадження нових систем захисту і безпеки для зменшення ризику аварій та пожеж [6, 7].

Енергоефективність - впровадження заходів для зменшення енерговитрат і підвищення коефіцієнта корисної дії обладнання [8].

Екологічні аспекти - розробка планів щодо зменшення негативного впливу на навколишнє середовище, включаючи використання більш екологічних матеріалів і технологій.

Модернізація трансформаторної підстанції може бути складним процесом, який потребує інженерних знань, фінансових ресурсів і чіткого планування, але вона може значно покращити ефективність і надійність електромережі в цілому.

### **1.5. Постановка задач.**

1. Провести вибір варіантів головної схеми електричних з'єднань підстанції.
2. Провести вибір числа, потужності та типу трансформаторів.
3. Провести розрахунки струмів КЗ.
4. Провести вибір основного електроустаткування і струмоведучих частин.
5. Провести вибір РЗ і автоматики.
6. Провести розрахунок показників надійності електропостачання споживачів.
7. Розглянути вимірювання та облік електроенергії.
8. Провести вибір оперативного струму та джерел живлення.
9. Розглянути власні потреби підстанції.
10. Розглянути питання регулювання напруги на підстанції.
11. Провести компонування устаткування ВРП.
12. Провести розрахунок контуру захисного заземлення.

## 2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Вибір варіантів головної схеми електричних з'єднань підстанції

Початкова схема електричних з'єднань підстанції - подвійна Н.

Число приєднань - 8.

Кількість трансформаторів - 4.

Для збільшення пропускної спроможності підстанції, проаналізувавши графік електричних навантажень, приймаємо рішення про заміну трансформаторів ТДН-40000/110 на потужніші.

Відповідно до рекомендацій [9] виходячи з величини напруги і кількості приєднань для РП-110 кВ підходить типова схема з'єднання. При цьому для створення схеми потрібно 10 високовольтних вимикачів і 27 роз'єднувачів, потрібно провести повну заміну конструкцій усього ВРП-110 кВ, площа підстанції набагато перевищує гранично можливу площу розширення (тобто маємо обмежені умови). Перевагою цієї схеми є висока надійність електропостачання споживачів.

Схема зображена в графічній частині роботи.

Розглянемо інші варіанти реконструкції ВРП, враховуючи усі вищевикладені чинники.

При аналізі ж існуючої схеми видно можливість збільшення гнучкості за рахунок установки двох секційних вимикачів, при чому площа ВРП-110 кВ розширюється трохи. Чотири секції шин з'єднуються в кільце за допомогою міжсекційних вимикачів, до кожної секції шин через вимикач підключена повітряна лінія, трансформатори ж приєднані через роз'єднувачі. Отримана схема цілком забезпечує надійне електропостачання споживачів 1 категорії надійності.

У результаті вибираємо доопрацювання існуючої схеми, оскільки вона забезпечує надійне постачання споживачів електричною енергією, має помітно менші витрати на силове електроустаткування і капітальне будівництво, досить

компактна, а також в цьому випадку максимально використовуються елементи існуючої схеми.

Схема зображена в графічній частині.

## 2.2 Вибір трансформаторів

Потужність трансформаторів визначається з урахуванням аварійних і систематичних перевантажень [10, 11].

Заздалегідь знаходимо:

$$S_{T.НОМ} \approx \frac{S_{\text{нав.макс.}} \cdot K_{12}}{1,4(n-1)},$$

де  $S_{\text{нав.макс.}}$  - сумарне активне максимальне навантаження на розрахунковий період 10 років;

$K_{12}$  - коефіцієнт участі в навантаженні споживачів 1-ї і 2-ї категорій;

$\cos\varphi_{\text{нав}}$  - коефіцієнт потужності навантаження;

$n$  - число паралельно працюючих трансформаторів ( $n = 4$ );

1,4 - коефіцієнт, що враховує здатність навантаження.

$$S_{T.НОМ} \approx \frac{180 \cdot 1}{1,4(4-1)}$$

$$S_{T.НОМ} \approx 42,5 \text{ MB} \cdot \text{A}$$

З урахуванням допустимих аварійних і систематичних перевантажень приймається найбільше значення потужності трансформатора [10, 11].

Для підрахунку допустимого систематичного перевантаження дійсний графік навантажень перетвориться в двоступінчатий.

Графік електричних навантажень підстанції з урахуванням необхідної пропускної спроможності до 2024 року приведений в таблиці 2.1.



Таблиця 2.1 Графік навантаження. Добовий.

Години	2 <sup>00</sup>	4 <sup>00</sup>	6 <sup>00</sup>	8 <sup>00</sup>	10 <sup>00</sup>	12 <sup>00</sup>	14 <sup>00</sup>	16 <sup>00</sup>	18 <sup>00</sup>	20 <sup>00</sup>	22 <sup>00</sup>	24 <sup>00</sup>
S, МВА	177	180	178	177	175	173	170	175	175	175	176	176

Як видно з графіку, потужність практично не змінюється протягом доби, тому трансформатори потужністю 40 МВ·А не забезпечать недостатню потужність, заздалегідь вибираємо трансформатори потужністю 63 МВ·А.

Коефіцієнт  $K_1$  еквівалентного графіку визначається по формулі:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}},$$

де  $S_{\text{ном}} \geq S_{\text{серед.}}$  - знаходиться із заданого або типового графіку навантажень.

$$K_1 = \frac{1}{4 \cdot 63} \cdot \sqrt{\frac{177^2 \cdot 2 + 180^2 \cdot 2 + 178^2 \cdot 2 + 177^2 \cdot 2 + 175^2 \cdot 8 + 173^2 \cdot 2 + 170^2 \cdot 2 + 176^2 \cdot 4}{24}}$$

$$K_1 = 0,7$$

По систематичних перевантаженнях трансформатори проходять, оскільки коефіцієнт завантаження завжди менше одиниці. Далі перевіряємо трансформатори по аварійних перевантаженнях. При цьому враховуємо, що один трансформатор виведений в ремонт.

$$K_{1A} = \frac{1}{3 \cdot 63} \cdot \sqrt{\frac{177^2 \cdot 2 + 180^2 \cdot 2 + 178^2 \cdot 2 + 177^2 \cdot 2 + 175^2 \cdot 8 + 173^2 \cdot 2 + 170^2 \cdot 2 + 176^2 \cdot 4}{24}}$$

$$K_{1A} = 0,93$$

Як бачимо, коефіцієнт завантаження трансформаторів в аварійному режимі також менше одиниці, що задовольняє умовам надійного електропостачання споживачів 1-ї і 2-ї категорій надійності.

Остаточно вибираємо трансформатори ТРДЦН-63000/110 [9].

Каталожні дані трансформаторів [9]:

$$U_{\text{ном.вн}} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.нн}} = 10,5/10,5 \text{ кВ};$$

$$u_k = 10,5 \%;$$

$$\Delta P_k = 260 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_x = 59 \text{ кВт};$$

$$R = 0,87 \text{ Ом};$$

$$X = 22 \text{ Ом}.$$

Межі регулювання напруги за допомогою РПН  $\pm 9 \times 1,78 \%$ .

### 2.3 Розрахунок струмів короткого замикання.

Для розрахунку складемо схему (графічна частина кваліфікаційної роботи) [12]. На схемі позначимо номери вузлів, і знайдемо усі опори для заповнення таблиці 2.2.

Опори між вузлами 1-5, 1-6, 1-7, 1-8 є опорами трансформаторів,  $X_{тр} = 22$  Ом  $R_{тр} = 0,87$  Ом, також в таблиці вказуються коефіцієнти трансформації трансформаторі:

$$K = \frac{U_B}{U_H},$$

де  $U_B$  - напруга на високій стороні трансформатора, кВ

$U_H$  - напруга на низькій стороні трансформатора, кВ

$$K = \frac{115}{10,5};$$

$$K = 10,95.$$

Опори між вузлами 5-9, 6-9, 7-9, 8-9 є опорами реакторів РБ-10-2000-10.

$$X_p = \frac{X_p \% U_{p.ном}}{\sqrt{3} I_{p.ном}}, \text{ Ом}$$

де  $X_p \%$  - опір реактора, %

$I_{p.ном}$  - номінальний струм реактора, А

$U_{p.ном}$  - номінальна напруга реактора, кВ.

Параметри генераторів вказуються як опори гілок 0-5, 0-6, 0-7, 0-8, і ЕРС генераторів.

$$X_{\Gamma} = \frac{X_d'' \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \text{ Ом}$$

де  $X_d''$  - відносний надперехідний опір за номінальних умов, у.о.

$$X_d'' = 0,132 \text{ у.о. (для генераторів Т2-25-2)}$$

$$S_{\Gamma,НОМ} = 31,25 \text{ МВ} \cdot \text{А (генератори типу Т2-25-2, Р=25 МВт)}$$

$$U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$X_{\Gamma} = \frac{0,132 \cdot 10,5^2}{31,25};$$

$$X_{\Gamma} = 0,47 \text{ Ом.}$$

Параметри системи вказуються як опір і ЕРС системи:

$$E_c = 115000 \text{ В.}$$

Таблиця 2.2 - Початкових даних для розрахунку струмів короткого замикання

Тип	Примітка	Вузол 1	Вузол 2	R, Ом	X, Ом	E, К
0	Система	0	1	0,631	3,92	115000
3	Т-1	1	5	0,87	22	10,95
3	Т-4	1	6	0,87	22	10,95
3	Т-2	1	7	0,87	22	10,95
3	Т-3	1	8	0,87	22	10,95
0		5	9	0	0,289	0
0		6	9	0	0,289	0

Продовження табл. 2.2

0		7	9	0	0,289	0
0		8	9	0	0,289	0
4	ТГ-1	0	5	0	0,47	10,5
4	ТГ-2	0	6	0	0,47	10,5
4	ТГ-10	0	6	0	0,47	10,5
4	ТГ-4	0	7	0	0,47	10,5
4	ТГ-6	0	7	0	0,47	10,5
4	ТГ-5	0	8	0	0,47	10,5
4	ТГ-9	0	8	0	0,47	10,5

Опора системи надані енергопостачальною організацією:

$$Z_1 = 0,631 + j3,920 \text{ Ом};$$

$$Z_0 = 0,189 + j2,951 \text{ Ом}.$$

У таблиці 1 в 1-му стовпці вказується тип гілки:

0 - опір,

3 - трансформатор,

4 - генератор.

У 2-му стовпці - примітки.

У 3-му і 4-му стовпцях вказуються вузли між якими розташована гілка.

У 5-му і 6-му стовпцях вказуються активні і реактивні опори гілок.

У 7-му стовпці вказуються:

у гілці "система" - ЕРС системи

у гілці "трансформатор" - коефіцієнт трансформації

у гілці "генератор" - ЕРС генератора.

Результати розрахунків зведені в таблиці. 2.3.

Таблиця 2.3 - Результатів розрахунків струмів короткого замикання

Вузол	Найменування	$I_{1(3)}, A$	$I_{1(1)}$	$I_{2(1)}$	$3I_{(0)1}, A$
1-живлення 0. 5. 6. 7. 8	Секція 110 кВ	$I=23480$ 18334 1168 1326 1326 1326	$I=20334$	$I=20334$	$I=38851$
5-живлення 1 0, 0, ТГ-1 9	Секція 10 кВ	$I=56694$ 30064 12898 13734	$I=49097$	$I=49097$	
6-живлення 1 0,0, ТГ-2 0,0, ТГ-10 9	Секція 10 кВ	$I=70515$ 31240 12898 12898 13576	$I=61066$	$I=61066$	
7-живлення 1 0,0, ТГ-4 0,0, ТГ-6 9	Секція 10 кВ	$I=68565$ 29204 12898 12898 13567	$I=59377$	$I=59377$	

## Продовження таблиці 2.3

8-живлення	Вирівнювальна система шин	I=70515	I=61066	I=61066	
1		31240			
0,0, ТГ-5		12898			
0,0, ТГ-9		12898			
9		13576			
9-живлення		I=58384	I=50561	I=50561	
5.		13636			
6.		14916			
7.		14916			
8.		14916			

Для знаходження ударного струму на підстанціях і електростанціях можна приймати деяких узагальнених значень сталою часу  $T_{a,c}$  і ударного коефіцієнта  $K_{уд}$ .

РП підвищеної напруги станції:  $T_{a,c}=0,13$  с;  $K_{уд}=1,92$

РП генераторної напруги станції:  $T_{a,c}=0,06$  с;  $K_{уд}=1,85$

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{П,0}, \text{ A}$$

Ударний струм на напрузі 110 кВ (Вузол 1):

$$i_{уд.61} = 1,92 \cdot \sqrt{2} \cdot 23480 \text{ A}$$

$$i_{уд.61} = 63755 \text{ A}$$

Ударний струм у вузлах 6 і 8 (максимальне значення на напрузі 10 кВ):

$$i_{уд.66,8} = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 70515 \text{ A}$$

$$i_{уд.66,8} = 184494 \text{ A}$$

## 2.4 Вибір основного електроустаткування і струмоведучих частин

### 2.4.1 Вибір шин, струмопроводів, ізоляторів і кабелів

У РП 35 кВ і вище використовуються гнучкі дроти або жорсткі шини. При усій цій напрузі за умовами коронування застосовуються жорсткі шини круглого перерізу. У РП підстанцій найширше застосовуються гнучкі сталелегуючі дроти марки АС.

Струмоведучі частини РП 35 кВ і вище вибираються за тими ж умовами, що і при низькій напрузі.

Згідно ПУЕ [13] на електродинамічну дію струмів КЗ мають перевірятися гнучкі шини РП при потужності КЗ  $S_k$ , рівній чи більшій слідуєчих значень:

$U_n$ , кВ	110	220	330	500
$S_k$ , МВ·А	4000	8000	21000	18000

В даному випадку розрахунок гнучких шин ВРП - 110 кВ не виконується, оскільки при номінальній напрузі 110 кВ потужність короткого замикання не перевищує 4000 МВ·А.

Живлення підстанції здійснюється по двох  $2^x$ -колових повітряних лініях із сталелегуючими дротами марки АС.

Визначимо переріз дротів ПЛ за наступними умовами:

1) Тривало допустимий нагрів розрахунковим струмом:

$$I_{тр.доп.} \geq \frac{I_p}{2}, \text{ А,}$$

де  $I_{тр.доп.}$  - тривало допустимий струм для вибраного перерізу дроту, А;

$I_p$  - розрахунковий струм підприємства, А.

$$I_p = \frac{S_{нав.макс.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \text{ А,}$$

де  $S_{нав.макс.}$  - планована необхідна потужність підстанції, кВ·А

$$S_{нав.макс.} = 180 \text{ МВ·А}$$

$U_n$  - напруга зовнішнього електропостачання, кВ.

$$I_p = \frac{180000}{\sqrt{3} \cdot 110},$$

$$I_p = 944 \text{ A}$$

Розрахунок ведемо для максимально важкого режиму, коли одна лінія знаходиться в ремонті і ще на одній лінії сталося аварійне відключення, тобто в роботі залишаються 2 лінії:

$$I_{\text{тр.доп.}} \geq \frac{944}{2} \text{ A}$$

$$I_{\text{тр.доп.}} \geq 472 \text{ A}$$

Вибираємо переріз дроту:

- а) по механічній міцності переріз дроту повинен бути не менше  $35 \text{ мм}^2$ ;
- б) по умові втрат на коронування для напруги 110 кВ переріз дротів повинно бути не менше  $70 \text{ мм}^2$ .

По ПУЕ [13] вибираємо переріз  $185/29 \text{ мм}^2$  при  $I_{\text{тр.доп.}} = 510 \text{ A}$ .

$$510 > 472$$

2) По економічній густині струму

Тут враховується нормальний режим роботи ліній, тобто усіх 4 лінії знаходяться в роботі.

$$F_{\text{ЕК}} = \frac{I_p}{4 \cdot j_{\text{ЕК}}}, \text{ мм}^2,$$

де  $j_{\text{ек}}$  - економічна густина струму при  $T_{\text{м.г.}}$  понад 5000 годин для алюмінієвих дротів [13]

$$j_{\text{ЕК}} = 1 \text{ A/мм}^2;$$

Тоді

$$F_{\text{ЕК}} = \frac{944}{4 \cdot 1} \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{ЕК}} = 236 \text{ мм}^2.$$

Отриманий переріз заокруглюється до найближчого стандартного перерізу провідника.

Остаточо вибираємо дріт АС-240/32 з тривало допустимим струмом 605 А.

Визначимо переріз дротів для ошиновки кіл трансформаторів і секційних



вимикачів.

При виборі ошиновки в колі трансформаторів по номінальному струму необхідно враховувати максимальне значення нормального, післяаварійного і ремонтного режимів, а так само перевантажувальну здатність трансформаторів.

У ремонтному і післяаварійному режимі (при роботі трьох трансформаторів) коефіцієнт завантаження трансформаторів не перевищує одиниці. Таким чином, приймаємо номінальний струм, рівний струму трансформатора в ремонтному режимі (коефіцієнт завантаження трансформатора - 0,93)

У колі секційних вимикачів зазвичай значення  $I_{\max}$  не перевищує струму найпотужнішого трансформатора, приєднаного до шин підстанції.

Номінальний струм трансформатора:

$$I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{S_{\text{ТР.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТР}}}, \text{ А, де}$$

$S_{\text{ТР.НОМ}}$  - номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{НОМ.ТР}}$  - напруга високої сторони трансформатора, кВ.

$$I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110}, \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ТР}} = 330 \text{ А}$$

По ПУЕ [13] вибираємо переріз дротів марки АС.

Вибираємо АС-120/19 з тривало допустимим струмом 390 А.

По економічній щільності струму, згідно ПУЕ [13] ошиновка відкритих і закритих РП усієї напруги не перевіряється.

Виконаємо перевірку ошиновки на термічну стійкість струмам КЗ.

$$F \geq F_{\text{мін}}$$

$$F_{\text{МІН}} = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{3Ax}}}{C}, \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{МІН}} = \frac{23480 \cdot \sqrt{0,505}}{100}$$

$$F_{\text{МІН}} = 166 \text{ мм}^2$$

$$120 \geq 166$$

Умова не дотримується, по термічній стійкості струмам КЗ дроти АС-120/19 не проходять, остаточно вибираємо дрiт АС-185/29 [13] з тривало допустимим струмом 510 А.

Зробимо вибiр опорних iзоляторiв i перевiрку за наступними умовами:

- 1) Номiнальна напруга;
- 2) Допустиме зусилля на головку iзолятора.

Знайдемо розрахункове зусилля вiд динамiчної дiї струму короткого замикання:

$$F = 1,76 \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \text{ Н}$$

де  $i_{уд}$  - ударний струм КЗ, А

$$i_{уд} = 63755 \text{ А};$$

$l$  - довжина прольоту шин, м

$$l = 3 \text{ м};$$

$a$  - вiдстань мiж осями шин сумiжних фаз, м

$$a = 3 \text{ м}.$$

$$F_{розр} = 1,76 \cdot \frac{63755^2 \cdot 3}{3} \cdot 10^{-7}, \text{ Н}$$

$$F_{розр} = 715,4 \text{ Н}$$

Вибираємо iзолятори типу ОНС-110-300.

Перевiряємо iзолятор по номiнальнiй напрузi:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

де  $U_{ном}$  - номiнальна напруга iзолятора, кВ;

$U_{уст}$  - номiнальна напруга установки, кВ.

$$110 = 110$$

Зусилля на iзолятор не має перевищувати 60% вiд руйнiвного зусилля iзолятора на вигин:

$$F_{iзол} \cdot 0,6 \geq F_{розр}$$

Руйнiвне зусилля iзолятора на вигин:

$$F_{\text{ізол}} = 39200 \text{ Н}$$

$$39200 \cdot 0,6 \geq 715,4$$

$$23520 \geq 715,4$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку збірних шин ГРП 10 кВ за умовами дії тривало допустимого струму, термічній і електродинамічній стійкості струмам короткого замикання.

Розташування шин і їх габарити вказані в графічній частині роботи.

Матеріал шин - алюміній.

Переріз шин  $S = 3600 \text{ мм}^2$  (10x120 мм, три смуги).

По умові тривало допустимого нагріву максимальним розрахунковим струмом:

$$I_{\text{тр.доп}} \geq I_p$$

По таблиці [13] допустимий тривалий струм для цих шин складає 4100 А.

Розрахунковий струм дорівнює номінальному струму трансформатора:

$$I_p = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \text{ А}$$

$$I_p = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10}$$

$$I_p = 3600 \text{ А}$$

$$4100 > 3600$$

Умова виконується.

Перевіряємо збірні шини на термічну стійкість струмам короткого замикання:

$$S_{\text{мін}} = \frac{I_k \cdot \sqrt{t_{\text{зах}}}}{C}, \text{ мм}^2$$

де  $S_{\text{мін}}$  - мінімальний допустимий переріз за умовами термічної стійкості;

$I_k$  - періодична складова струму короткого замикання

$$I_k = 70515 \text{ А};$$

$t_{\text{зах}}$  - найбільший час спрацювання релейного захисту

$$t_{\text{зах}} = 2,6 \text{ с};$$

C - термічний коефіцієнт

$$C = 95.$$

$$S_{\text{МІН}} = \frac{70515 \cdot \sqrt{2,6}}{95}, \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{МІН}} = 1197 \text{ мм}^2$$

$$S > S_{\text{МІН}}$$

$$3600 > 1197$$

Умова виконується.

Перевіряємо збірні шини ГРП 10 кВ по електродинамічній стійкості.

Повинна виконуватися умова:

$$\sigma_{\text{ДОП}} \geq \sigma_{\text{РОЗР}}, \text{ Па}$$

де  $\sigma_{\text{РОЗР}}$  - розрахункова механічна напруженість в матеріалі шини, Па;

$\sigma_{\text{ДОП}}$  - максимально допустима механічна напруженість в матеріалі шини,

Па

$\sigma_{\text{ДОП}} = 41,5 \text{ МПа}$  для алюмінію.

$$\sigma_{\text{РОЗР}} = \frac{M}{W}, \text{ Па}$$

де M – вигинаючий момент, Н/м;

$$M = \frac{F \cdot l}{10}, \text{ Н} \cdot \text{м}$$

де F - розрахункове зусилля від динамічної дії струму короткого замикання, Н;

l - довжина прольоту шин, м;

$$F = 1,76 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \text{ Н}$$

де  $i_{\text{уд}}$  - ударний струм КЗ, А,

$$i_{\text{уд}} = 184494 \text{ А};$$

$$l = 1 \text{ м};$$

$$a = 0,8 \text{ м}.$$

$$F = 1,76 \cdot \frac{184494^2 \cdot 1}{0,8} \cdot 10^{-7} \text{ Н}$$

$$F = 7488 \text{ Н}$$

$$M = \frac{7488 \cdot 1}{10} \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M = 748,8 \text{ Н/м};$$

Для шин цієї конструкції:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{2}, \text{ м}^3$$

де  $b$  - сторона, перпендикулярна моменту сили, м;

$h$  - сторона, паралельна моменту сили, м.

$$W = \frac{0,01 \cdot 0,12^2}{2} \text{ м}^3$$

$$W = 7,2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{748,8}{7,2 \cdot 10^{-5}} \text{ Па}$$

$$\sigma_{\text{розр}} = 10,4 \text{ МПа}$$

$$41,5 > 10,4$$

Умова виконується.

Вибір кабелів, які сполучають ГРП-10 кВ і трансформатори зв'язку Т1, Т2 і Т3.

Кабелі прокладені в кабельному тунелі розміром 1800x2100 мм на лотках. Максимальна довжина кабелів 150 м. Кабельний тунель - з примусовою вентиляцією, в літній час температура повітря в нім досягає +35 °С. Для прокладення вибираємо кабель марки ААШв.

Розрахунковий струм жил кабелів визначимо в ремонтному режимі - коефіцієнт завантаження трансформаторів біля одиниці.

$$I_p = \frac{S_{\text{ТР}} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А,}$$

$$K_3 = 0,93$$

$$I_P = \frac{63000 \cdot 0,93}{\sqrt{3} \cdot 10} \text{ А}$$

$$I_P = 3382 \text{ А}$$

Визначимо тривало-допустимий струм для наступного вибору перерізу жил кабелів.

$$I_{TR.ДОП} = \frac{I_P}{K_{CP}}, \text{ А},$$

де  $K_{CP}$  - поправочний коефіцієнт на температуру довкілля [13]  $K_{CP} = 0,85$  (для  $+35 \text{ }^\circ\text{C}$ ) при температурі жил кабелів  $+60 \text{ }^\circ\text{C}$  [13].

Коефіцієнт на кількість кабелів, прокладених в повітрі на лотках в одній кабельній лінії не враховується.

$$I_{TR.ДОП} = \frac{3382}{0,85} \text{ А}$$

$$I_{TR.ДОП} = 3979 \text{ А}$$

Переріз жил кабелів вибираємо по ПУЕ [13].

Вибираємо кабель 15 ААШв 3х240 при цьому  $I_{TR.ДОП} = 4050 \text{ А}$ .

Визначимо переріз кабелів по економічній щільності струму  $j_{ЕК}$ :

$$F_{ЕК} = \frac{I_P}{j_{ЕК}}, \text{ мм}^2$$

де  $I_P$  - максимальний розрахунковий струм в нормальному режимі (коефіцієнт завантаження трансформаторів 0,7);

Згідно [13]  $j_{ЕК} = 1,2 \text{ А/мм}^2$  (оскільки навантаження практично постійне).

$$I_P = \frac{S_{TP} \cdot k_{3.H}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А},$$

$$I_P = \frac{63000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10} \text{ А}$$

$$I_P = 2546 \text{ А}$$

$$F_{ЕК} = \frac{2546}{1,2} \text{ мм}^2$$

$$F_{ЕК} = 2121 \text{ мм}^2$$

За умовами економічної густини струму переріз буде наступним:

9 ААШВ 3х240 з сумарним перерізом 2160 мм<sup>2</sup>. Остаточо вибираємо переріз кабелів 15 ААШВ 3х240.

Перевіримо переріз жил кабелів на термічну стійкість.

$$F_{\text{мін}} \leq F$$

де  $F$  - вибраний переріз кабелю, мм<sup>2</sup>;

$F_{\text{мін}}$  - мінімальний переріз жил кабелю за умовами термічної стійкості;

$$F_{\text{мін}} = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{зах}}}}{C}, \text{ мм}^2$$

де  $I_{\infty}$  - періодична складова струму короткого замикання

$$I_{\infty} = 70515 \text{ А};$$

$t_{\text{зах}}$  - найбільший час спрацьовування релейного захисту

$$t_{\text{зах}} = 2,6 \text{ с};$$

$C$  - термічний коефіцієнт

$$C = 100.$$

$$F_{\text{мін}} = \frac{70515 \cdot \sqrt{2,6}}{100} \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{мін}} = 1137 \text{ мм}^2$$

$$1137 < 3600$$

Кабелі проходять по термічній стійкості.

Вибір струмопроводу для зв'язку трансформатора Т4 з ГРП-10 кВ.

По умові тривало допустимого нагріву максимальним розрахунковим струмом:

$$I_{\text{тр.доп}} \geq I_p$$

Розрахунковий струм дорівнює номінальному струму трансформатора в ремонтному режимі:

$$I_p = 3382 \text{ А}$$

Вибираємо дроти 2 АС 240/32 ( $I_{\text{тр.доп}} = 1210 \text{ А}$ ) + 4 А-240 ( $I_{\text{тр.доп}} = 2360 \text{ А}$ ).

Тривало допустимий струм для гнучкого зв'язку  $I_{\text{тр.доп}} = 3570 \text{ А}$ , що більше розрахункового струму.

$$3570 > 3382$$

Умова виконується.

Перевіряємо:

$$F_{\text{МН}} = 1137 \text{ мм}^2$$

$$F > F_{\text{МН}}$$

$$F = (2 \cdot 240) + (4 \cdot 240) \text{ мм}^2$$

$$F = 1440 \text{ мм}^2$$

$$1440 > 1137$$

Умова виконується.

#### 2.4.2 Вибір електричних апаратів високої напруги

Вимикачі РП перевіряються за найбільш важкими умовами короткого замикання.

До установки приймаємо вимикачі типу ВЕБ-110П-40/2500 УХЛ1 - вимикач елегазовий, баковий, із вбудованими трансформаторами струму. Час відключення становить  $t_{\text{в.в}} = 0.055$  с. Привід вимикача - пружинний типу ППрК-2000С. Основною перевагою вимикача являються висока надійність і механічний ресурс, а також малі габарити і маса.

Перевіряємо вимикач за наступними умовами:

1. По номінальній напрузі

$$U_{\text{НОМ.В}} \geq U_{\text{НОМ.УСТ}},$$

де  $U_{\text{НОМ.В}}$  - номінальна напруга вимикача, кВ;

$U_{\text{НОМ.УСТ}}$  - номінальна напруга установки, кВ.

$$110 = 110$$

2. По номінальному струму

$$I_{\text{НОМ.В}} \geq I_{\text{р}},$$

де  $I_{\text{НОМ.В}}$  - номінальний струм вимикача, А;

$I_{\text{р}}$  - розрахунковий струм, що проходить через вимикач, А,

$I_{\text{р}} = 472$  А (для вимикачів ПЛ в найбільш важкому режимі роботи).

$$2500 > 472$$

3. По відключаючій здатності



$$I_{\text{НОМ.ВІДКЛ}} \geq I_{\text{П}}$$

$$I_{\text{НОМ.ВІДКЛ}} = 40 \text{ кА.}$$

$$40 > 23,5$$

#### 4. По термічній стійкості

$$B_{\text{к}} \geq B_{\text{к.розр}}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{Т}} = 40 \text{ кА};$$

$$t_{\text{Т}} = 3 \text{ с.}$$

$$B_{\text{к}} = 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.РОЗР}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т.РОЗР}},$$

де  $t_{\text{Т.РОЗР}}$  - розрахунковий час протікання струму короткого замикання, с

$$t_{\text{РОЗР}} = t_{\text{Р.З}} + t_{\text{В.В}},$$

де  $t_{\text{Р.З}}$  - час дії релейного захисту (0,45 с);

$t_{\text{В.В}}$  - час відключення вимикача (0,055 с).

$$t_{\text{РОЗР}} = 0,45 + 0,055 \text{ с}$$

$$t_{\text{РОЗР}} = 0,505 \text{ с}$$

$$B_{\text{к.РОЗР}} = 23,5^2 \cdot 0,505 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.РОЗР}} = 279 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4800 > 279$$

#### 5. По електродинамічній стійкості

$$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{УД}}$$

де  $I_{\text{ДИН}}$  - амплітудне значення струму динамічної стійкості вимикача, кА.

$$I_{\text{ДИН}} = 102 \text{ кА};$$

$I_{\text{УД}}$  - ударний струм на стороні 110 кВ, кА.  $I_{\text{УД}} = 63,8 \text{ кА}$

$$102 > 63,8$$

Вибраний вимикач задовольняє усім вище переліченим умовам.

У ГРП-10 кВ встановлені вимикачі типу МГГ-229,  $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$

$$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}, I_{\text{розр}} = 80 \text{ кА}, I_{\text{дин}} = 200 \text{ кА}, I_{\text{T}} = 80 \text{ кА}, t_{\text{T}} = 3 \text{ с}.$$

Перевірка:

1. По номінальному струму

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{р}}$$

$$4000 > 3600$$

2. По відключаючій здатності

$$I_{\text{ном.відкл}} \geq I_{\text{п}}$$

$$80 > 70,5$$

3. По термічній стійкості

$$B_{\text{к}} \geq B_{\text{к.розр}}$$

$$B_{\text{к}} = 80^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.розр}} = 70,5^2 \cdot 2,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.розр}} = 12923 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$19200 > 12923$$

4. По електродинамічній стійкості

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$$

$$I_{\text{уд}} = 185 \text{ кА}$$

$$200 > 185$$

Встановлені вимикачі задовольняють усім умовам і не вимагають заміни.

Для установки приймаємо роз'єднувач типу РНДЗ-1-110/630, паспортні дані:

$$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}, I_{\text{ном}}=630 \text{ А}, i_{\text{пр.с}}=80 \text{ кА}, I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}=1452 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Перевіряємо роз'єднувач:

1. По напрузі установки.

$$110 = 110$$

2. По номінальному струму.

$$472 < 630$$

3. По електродинамічній стійкості:

$$63,8 < 80$$

4 По термічній стійкості:

$$B_k \geq B_{k, \text{розр}}$$

$$B_{\text{розр}} = I_{\text{п}}^2 \cdot t_k$$

$$B_{\text{розр}} = 23,5^2 \cdot 0,45 = 249 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$249 < 1452$$

Вибраний роз'єднувач задовольняє усім умовам.

Вибір обмежувачів перенапруг (ОПН) на стороні 110 кВ. Обмежувачі перенапруг ОПН 110 кВ призначені для захисту електроустаткування підстанцій і повітряних ліній електропередачі від грозових комутаційних перенапруг в мережах з заземленою нейтраллю. Нелінійні обмежувачі перенапруг на відміну від вентильних розрядників не мають іскрових проміжків і безпосередньо підключаються до об'єкту, що захищається. У результаті відбувається глибоке обмеження перенапруг, що виникають при комутаціях і грозових перенапругах.

Для вибору ОПН визначимо розрахункову величину тривало допустимої напруги на обмежувачі 110 кВ.

По вимогах ПУЕ [13] напруга на підстанціях в нормальному режимі не повинна перевищувати  $1,15 \cdot U_{\text{ном}}$ .

Таким чином, величина тривало допустимої напруги на ОПН:

$$U_{\text{РНР}} = \frac{110 \cdot 1,15}{\sqrt{3}} \text{ кВ}$$

$$U_{\text{РНР}} = 73 \text{ кВ.}$$

Одним з основних параметрів, що визначають електричні характеристики ОПН, є величина імпульсного струму, допустимого через варистори захисних апаратів. Дослідження імпульсних перенапружень показало, що величина імпульсного струму через обмежувачі залежить від типу підстанції, проте в переважній більшості випадків імпульсні струми не перевершують  $I_p = 5 \text{ кА}$  на підстанціях 110 кВ.

Розрахунок комутаційних струмів через обмежувачі перенапруг зазвичай виконується за допомогою ЕОМ. Орієнтовні значення  $I_k$  для ОПН різних класів напруги і для установки на різних об'єктах.  $I_k = 400$  кА.

До установки приймаємо обмежувачі ОПНп-110/550/77/10 (IV) -УХЛ1.

$$U_{рнр} = 77 \text{ кВ}$$

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$$

$$I_p = 10 \text{ кА}$$

$$I_k = 550 \text{ кА.}$$

### 2.4.3 Вибір вимірювальних ТС і ТН

На підстанціях підприємств повинні передбачатися контрольно-вимірювальні прилади і лічильники активної і реактивної енергії для грошових розрахунків з енергопостачальною організацією і для технічного обліку. Мінімальний об'єм засобів виміру передбачається відповідно до Вказівок по проектуванню контрольно-вимірювальної системи понижуючих підстанцій.

Розміщення приладів залежить від способу обслуговування підстанції і призначення контролю.

Контрольно-вимірювальні прилади і лічильники приєднуються через вимірювальні трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН). Для приладів і для вимірювальних трансформаторів нормується клас точності - найбільша приведена похибка засобів виміру, виражена в відсотках.

Клас точності приладів використовуваних для виміру змінних струмів і напруги складає: 0,5; 1; 1,5; 2. Клас точності трансформаторів струму і лічильників, що беруть участь в комерційному обліку електроенергії має бути не більше 0,5.

Вимірювальні прилади бувають показуючими і реєструючими. Об'єм виміру при цьому визначається вимогами режиму роботи електроустановки і залежить від типу, потужності, призначення і категорії ЕП.

Вибір трансформаторів напруги, встановлених на стороні 110 кВ.

Трансформатори напруги вибирають виходячи з таких умов:

1. За типом.

Застосовуємо трифазну групу з однофазних ТН. Вибираємо трансформатори напруги 3 х НКФ-110-58, сполучені в зірку.

2. По напрузі.

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \text{ кВ}$$

$$110 = 110$$

3. По класу точності.

$$S_{2.\text{ном}} \geq S_{\text{прил}}, \text{ В}\cdot\text{А},$$

де  $S_{2.\text{ном}}$  - потужність трансформатора напруги у вибраному класі точності, В·А;

$S_{\text{прил}}$  - навантаження усіх підключених до ТН приладів, В·А.

$$S_{\text{прил}} = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2}, \text{ В}\cdot\text{А}$$

Максимальна потужність одного ТН в класі точності 0,5  $S_{2.\text{ном}} = 400 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

$$\sum S_{2.\text{ном}} = 3 \cdot S_{2.\text{ном}} \text{ В}\cdot\text{А};$$

$$\sum S_{2.\text{ном}} = 3 \cdot 400 \text{ В}\cdot\text{А};$$

$$\sum S_{2.\text{ном}} = 1200 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

До однієї трифазної групи ТН підключено 6 вольтметрів типу Е377 (3 фазно, 3 лінійно). Дані приладів приведені в таблиці 2.4.

$$\sum S_{\text{прил}} = 6 \cdot 2,6 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$\sum S_{\text{прил}} = 15,6 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$1200 > 15,6$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо кабель з мідними жилами типу КВВГ перерізом  $1,5 \text{ мм}^2$  по умові механічної міцності.

Вибір трансформаторів напруги, встановлених на стороні 10 кВ.

1. Встановлюємо трифазну групу однофазних ТН, сполучених в зірку:

3 х ЗНОЛ.09-10.02 для внутрішньої установки.

2.  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \text{ кВ}$

$$10 = 10$$

3.  $S_{2.\text{ном}} \geq S_{\text{прил}}, \text{ В}\cdot\text{А},$

Потужність  $S_{2НОМ} = 50 \text{ В} \cdot \text{А}$  для одного ТН при класі точності 0,2.

$$\sum S_{2НОМ} = 3 \cdot 50 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$\sum S_{2НОМ} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$$

До однієї трифазної групи ТН, встановлених в ГРП-10 кВ підключено 6 вольтметрів типу Е377, трифазний лічильник електричної енергії типу СЕТ-4ТМ.03, ватметр типу Д585, варметр типу Д335.

$$\sum S_{ПРИЛ} = 6 \cdot 2,6 + 1,5 + 0,5 + 1,5 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$\sum S_{ПРИЛ} = 19,1 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$150 > 19,1$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо кабель КВВГ з жилами  $1,5\text{мм}^2$  по умові механічної міцності.

Таблиця 2.4 - Дані приладів

Прилад	Тип	Повна споживана потужність S, МВ·А
Амперметр	Е309	5
Вольтметр	Е377	2,6
Ватметр	Д585	0,5
Варметр	Д335	1,5
Лічильник електричної енергії багатофункціональний	СЕТ-4ТМ.03	1,5

Вибір трансформаторів струму, встановлених на стороні 110 кВ.

Трансформатори струму вибираємо виходячи з таких умов:

1. За типом.

Для установки вибираємо трансформатори струму вбудовані у вимикачі, типу ТВГ-110 - II - 600/5.

2. По напрузі установки.

$$U_{НОМ} \geq U_{уст}, \text{ кВ}$$

$$110 = 110$$

3. По номінальному струму.

$$I_n \geq I_p, \text{ A,}$$

де  $I_p$  - максимальний розрахунковий струм в найбільш важкому режимі

$$I_p = 472 \text{ A}$$

$I_n$  - номінальний первинний струм трансформаторів струму, А

$$I_n = 600 \text{ A.}$$

$$600 > 472.$$

4. По термічній стійкості.

$$W_k \geq W_{k, \text{розр}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{k, \text{розр}} = 279 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$W_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  - трансформатори струму йдуть в комплекті з вимикачами, а значить такі ж стійкі до дії струмів КЗ.

$$4800 > 279$$

5. По електродинамічній стійкості.

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$$

де  $I_{\text{дин}}$  - амплітудне значення струму динамічної стійкості ТС, кА.

$$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА};$$

$I_{\text{уд}}$  - ударний струм на стороні 110 кВ, кА.  $I_{\text{уд}} = 63,8 \text{ кА}$

$$102 > 63,8$$

6. По класу точності

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{прил}}, \text{ В} \cdot \text{А}$$

З умови відповідності класу точності визначають переріз струмоведучих жил контрольних кабелів, використовуваних для з'єднання приладів у вторинному коло.

$$Z_{\text{ном}} \geq Z_2, \text{ Ом}$$

де  $Z_{\text{ном}}$  - номінальний допустимий опір вторинного кола ТС у вибраному класі точності, Ом;

$Z_2$  - опір у вторинному колі ТС, Ом.

$$Z_{\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

де  $I_{2\text{ном}}$  - вторинний номінальний струм ТС, А.

$$I_{2НОМ} = 5 \text{ А.}$$

$S_{2НОМ} = 30 \text{ В} \cdot \text{А}$  для класу точності 0,2.

$$Z_{НОМ} = \frac{30}{5^2} \text{ Ом}$$

$$Z_{НОМ} = 1,2 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = r_{ПРИЛ} + r_{ПРОВ} + r_k, \text{ Ом}$$

де  $r_{прил}$ ,  $r_{пров}$ ,  $r_k$  - активні опори відповідно приладів, сполучних дротів, контактів, Ом.

Індуктивний опір струмового кола невеликий, тому їм можна нехтувати.

$$r_{ПРИЛ} = \frac{\sum S_{ПРИЛ}}{I_{2НОМ}^2}, \text{ Ом}$$

де  $\sum S_{прил}$  - сумарна потужність, споживана приладами, В·А.

До ТС підключений амперметр типу Е309.

$$S_{прил} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$r_{ПРИЛ} = \frac{5}{5^2} \text{ Ом}$$

$$r_{ПРИЛ} = 0,2 \text{ Ом}$$

$r_k$  - при підключенні до трьох приладів приймається рівним 0,05 Ом, при підключенні понад 3 прилади приймається 0,1 Ом.

$$r_{ПРОВ} = Z_{НОМ} - r_k - r_{ПРИЛ}, \text{ Ом}$$

$$r_{ПРОВ} = 1,2 - 0,05 - 0,2 \text{ Ом}$$

$$r_{ПРОВ} = 0,95 \text{ Ом}$$

Визначимо переріз дротів:

$$F = \frac{\rho \cdot l}{r_{ПРОВ}}, \text{ мм}^2$$

де  $\rho$  - питомий опір матеріалу дротів ( $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$  - для міді);

$l$  - довжина дротів, м ( $l = 200 \text{ м}$ ).

$$F = \frac{0,0175 \cdot 200}{0,95} \text{ мм}^2$$



$$F = 3,68 \text{ мм}^2$$

Приймаємо кабель КВВГ з перерізом жили 4 мм<sup>2</sup>.

Вибір трансформаторів струму, встановлених на стороні 10 кВ.

Трансформатори встановлені в ГРП-10 кВ.

1. Вибираємо трансформатор струму типу ТПШЛ-10-У3.
2. Перевіряємо по напрузі установки.
2. По напрузі установки.

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \text{ кВ}$$

$$10 = 10$$

3. По номінальному струму.

$$I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}}, \text{ А},$$

де  $I_{\text{р}}$  - максимальний розрахунковий струм в найбільш важкому режимі

$$I_{\text{р}} = 3382 \text{ А}$$

$I_{\text{н}}$  - номінальний первинний струм трансформаторів струму, А

$$I_{\text{н}} = 3600 \text{ А}.$$

$$3600 > 3382.$$

4. По термічній стійкості.

$$B_{\text{к}} \geq B_{\text{к,розр}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к,розр}} = 70,52 \cdot 2,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к,розр}} = 12923 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \text{ (див розд. 2.4.1)}$$

$$B_{\text{к}} = 2502 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = 187500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$187500 > 12923$$

5. По електродинамічній стійкості.

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$$

де  $I_{\text{дин}}$  - амплітудне значення струму динамічної стійкості ТС, кА.

$$I_{\text{дин}} = 250 \text{ кА};$$

$I_{\text{уд}}$  - ударний струм на стороні 110 кВ, кА.  $I_{\text{уд}} = 185 \text{ кА}$

$$250 > 185$$

6. По класу точності

$$S_{2НОМ} \geq S_{прил}, \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$Z_{НОМ} \geq Z_2, \text{ Ом}$$

$$Z_{НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2},$$

де  $I_{2НОМ}$  - вторинний номінальний струм ТС, А.

$$I_{2НОМ} = 5 \text{ А.}$$

$S_{2НОМ} = 20 \text{ В} \cdot \text{А}$  для класу точності 0,5.

$$Z_{НОМ} = \frac{20}{5^2} \text{ Ом}$$

$$Z_{НОМ} = 0,8 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = r_{ПРИБ} + r_{ПРОВ} + r_K, \text{ Ом}$$

$$r_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2НОМ}^2}, \text{ Ом}$$

де  $\sum S_{прил}$  - сумарна потужність, споживана приладами, В·А.

До ТС підключений амперметр типу Е309, ватметр Д585, варметр Д335, лічильник електричної енергії СЕТ-4.ТМ.03.

$$S_{прил} = 5 + 0,5 + 1,5 + 1,5 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$S_{прил} = 8,5 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$r_{ПРИЛ} = \frac{8,5}{5^2} \text{ Ом}$$

$$r_{ПРИЛ} = 0,34 \text{ Ом}$$

$r_K$  - при підключенні до трьох приладів приймається рівним 0,05 Ом, при підключенні понад 3 прилади приймається 0,1 Ом.

$$r_{ПРОВ} = Z_{НОМ} - r_K - r_{ПРИ}, \text{ Ом}$$

$$r_{ПРОВ} = 0,8 - 0,1 - 0,34 \text{ Ом}$$

$$r_{ПРОВ} = 0,36 \text{ Ом}$$

Визначимо переріз дротів:

$$F = \frac{\rho \cdot l}{r_{ПРОВ}}, \text{ мм}^2$$

де  $\rho$  - питомий опір матеріалу дротів ( $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$  - для міді);

$l$  - довжина дротів, м ( $l = 75$  м).

$$F = \frac{0,0175 \cdot 75}{0,36} \text{ мм}^2$$

$$F = 3,66 \text{ мм}^2$$

Приймаємо кабель КВВГ з перерізом жили 4 мм<sup>2</sup>.

По інших ТС розрахунок аналогічний.

## 2.5 Висновки до Розділу 2

1. Проведено вибір варіантів головної схеми електричних з'єднань підстанції. Розглядалася типова схема з'єднання, проте, вибрано доопрацювання існуючої схеми, оскільки вона забезпечує надійне постачання споживачів електричною енергією, має помітно менші витрати на силове електроустаткування і капітальне будівництво, досить компактна, а також в цьому випадку максимально використовуються елементи існуючої схеми.

2. Проведено вибір числа, потужності та типу трансформаторів. В результаті розрахунків вибрано силовий трансформатори ТРДЦН-63000/110.

3. Проведено розрахунки струмів КЗ.

4. Проведено вибір основного електроустаткування і струмоведучих частин: шин, струмопроводів, ізоляторів і кабелів; електричних апаратів ВН; вимірювальних ТС і ТН.

### 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 Вибір РЗ та автоматики.

На ПС виконані наступні види захистів і автоматики.

1. Частотні захисту.

АЧР - автоматичне частотне розвантаження.

Служить цілям запобігання і ліквідації аварії із-за раптового виникнення дефіциту потужності і небезпечного зниження частоти. При аварійному зниженні частоти до уставок АЧР відбувається відключення фідерів споживачів.

На ПС встановлено 4 поєднані автомати розвантаження по частоті, по два на 1 і 2 секції 10 кВ АЧР-1 і АЧР-2. АЧР-1 - швидкодіючий захист, призначений для запобігання надмірному зниженню частоти в аварійних режимах. АЧР-2 призначений для підйому частоти після дії АЧР-1, а так само запобігання зависанню частоти на неприпустимо низькому рівні і її зниженні при порівняно повільному аварійному збільшенні дефіциту потужності.

АЧРС - автоматичне частотне розвантаження за швидкістю зниження частоти.

Призначене для запобігання глибокому зниженню і здійсненню розвантаження у момент спрацьовування перших черг АЧР-1. При швидкому зниженні частоти АЧРС відключить частину навантаження споживачів і тим самим збалансує потужність, що виробляється, з навантаженням.

ЧДЗ - Частотний ділильний захист.

Призначений для відділення станції із збалансованим навантаженням від іншого навантаження вузла системи при зниженні частоти або при відділенні цього вузла від системи з великим дефіцитом потужності.

В результаті відділення станції забезпечується робота її власних потреб. Відділення станції відбувається шляхом відключення МВ-10 кВ трансформаторів зв'язку 110/10 кВ.

2. АПВ, захист і автоматичне розвантаження ПЛ 110 кВ.

АРЛ - автоматичне розвантаження ліній 110 кВ.

Призначене для розвантаження станції при одночасному перевантаженні усіх трьох фаз ліній 110 кВ по струму навантаження з уставками, що змінюються на літній і зимовий періоди. Розвантаження здійснюється двома способами: 1-Автоматично, декількома кроками, з певною витримкою часу для кожного ступеня. Кожен наступний ступінь працює у разі, якщо робота попереднього ступеня не усунула перевантаження. 2 - вручну, за допомогою кнопок централізованого скидання навантаження.

АПВ ПЛ 110 кВ.

Призначено для ліквідації ненормального режиму, а також відновлення нормальної схеми електричної мережі 110 кВ при ушкодженнях, що самоусуваються, на ПЛ; у випадках помилкової або неселективної роботи захистів, мимовільного відключення вимикача, при ушкодженнях ізоляції в оперативних колах, що призводять до відключення вимикача, помилкових дій персоналу. На ПЛ застосовується АПВ одноразової дії з контролем наявності напруги на ПЛ і контролем синхронізму.

Захист від перевантаження ПЛ 110 кВ.

Призначений для видачі світлового і звукового сигналу оперативному персоналу з метою попередження про збільшення струму навантаження на ПЛ за величиною близької до вставкам АРЛ, і вживання заходів по розвантаженню лінії.

Основний захист ПЛ 110 кВ.

На ПС використовується швидкодіючий високочастотний диференціально-фазний захист ДФЗ-201. Складається з двох комплектів, розташованих по кінцях лінії, що захищається. Для селективної дії при зовнішніх КЗ використовується зв'язок за допомогою ТВЧ.

Резервний захист ПЛ 110 кВ.

Комбінований захист ЕПЗ 1636 використовується в якості панелі резервного захисту для ПЛ 110 кВ і здійснює ближнє і далеке резервування у разі відмови основного захисту ПЛ або відмови захистів на суміжних підстанціях.

Включає: 3-х ступінчастий дистанційний захист, чотиріступінчастий струмовий спрямований захист нульової послідовності, міжфазне струмове неселективне відсічення.

3. Релейний захист трансформаторів зв'язку з системою 110/10 кВ.

МТЗ для захисту від надструмів і внутрішніх міжфазних ушкоджень з реле вольтметрового блокування. Використовуються ТС 10 кВ і ТН 110 кВ.

Подовжній дифзахист від міжфазних замикань в трансформаторі на реле ДЗТ-11 працює на відключення трансформатора, тобто на відключення відповідної секції 110 кВ і МВ 10 кВ трансформатора.

Діє на сигнал від верхніх контактів газового реле і на відключення від нижніх контактів. При необхідності газовий захист, діючий на відключення може бути переведений на сигнал.

З різними уставками діє на сигнал і на відключення.

Здійснює другий ступінь захисту після дистанційного і готує кола пуску дистанційних захистів. Діє на відключення трансформатора з боку 10 кВ і 110 кВ.

Дистанційний захист є захистом секції 10 кВ, до якої підключений трансформатор і сам трансформатор. Він здійснює перший ступінь захисту трансформатора.

Від контактів вихідного реле зони 1 здійснюється запуск прискорення максимального захисту генераторів, від миттєвих контактів реле часу 1 зони - прискорення максимального захисту ШСВ 10 кВ. Перший ступінь дистанційного захисту відключає секцію 10 кВ, до якої підключений трансформатор.

Перевантажувальний захист. Діє на сигнал.

#### 4. Релейний захист шин.

Дистанційний захист з реле типу КРС з пуском від струмових реле максимального захисту, встановлений на трансформаторі зв'язку і на реакторному зв'язку - для відділення пошкодженої секції.

Парний і непарний бік зрівняльних шин захищаються дифзахистом. Він резервується максимальним захистом реакторного зв'язку.

Дифзахист шин 110 кВ призначений для швидкого відключення міжфазних замикань і однофазних замикань на землю на шинах підстанції 110 кВ. Виконаний на реле типу ДЗТ-11/3.

#### 5. Пристрій резервування відмови вимикача

Служить для припинення подачі напруги до місця короткого замикання у разі, якщо при роботі захисту не вимкнувся вимикач, тобто відбувається підживлення місця КЗ. Діє на відключення вимикачів на сусідній секції шин.

$$I_{сз} = k_n \cdot I_{ном}$$

Первинний струм:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}, \text{ А}$$

$$I_{ном.110} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} \text{ А}$$

$$I_{ном.110} = 316,29 \text{ А}$$

$$I_{ном.10} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \text{ А}$$

$$I_{ном.10} = 3464,1 \text{ А}$$

$$\text{ВН} - n_{ТВН} = \frac{600}{5}, \text{ ВН} - n_{ТВН} = 120$$

$$\text{НН} - n_{ТНН} = \frac{3600}{5}, \text{ НН} - n_{ТНН} = 720$$

Вторинний струм в колах захисту:

$$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{n_T}, \text{ А},$$

де  $I_{ном.в}$  - номінальний струм трансформатора;

$k_{CX}$  - коефіцієнт схеми, залежить від виду з'єднання трансформаторів струму;

$n_T$  - коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

На високій стороні:

$$I_{НОМ.110} = \frac{316,29 \cdot \sqrt{3}}{120} \text{ А}$$

$$I_{НОМ.110} = 4,57 \text{ А}$$

На низькій стороні:

$$I_{НОМ.10} = \frac{3464,1 \cdot 1}{720} \text{ А}$$

$$I_{НОМ.10} = 4,81 \text{ А}$$

Основною стороною захисту є сторона з великим струмом. Отже, основною приймаємо захист на стороні низької напруги. Для основної зони мінімальний струм спрацьовування захисту визначається по умові налаштування від кидка намагнічуючого струму, при включенні зовнішнього трансформатора під напругу:

$$I_{C3} = 1,5 \cdot 3464,1 = 5196,2 \text{ А}$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot k_{CX}}{n_T}, \text{ А,}$$

$$I_{CP} = \frac{5196,2 \cdot 1}{720} \text{ А}$$

$$I_{CP} = 7,22 \text{ А}$$

Число витків:

$$W_{ОСН.Р} = \frac{F_{CP}}{I_{CP}},$$

де  $F_{CP}$  - мінімальна МДС спрацьовування для реле ДЗТ - 11 рівна  $100 \text{ А} \cdot \text{W}$ .

$$W_{ОСН.Р} = \frac{100}{7,22}, \quad W_{ОСН.Р} = 13,85$$

заздалегідь приймаємо  $W_{ОСН} = 14$

Число витків:



$$W_{Ip} = \frac{I_{HOM.HB}}{I_{HOM.BB}} \cdot W_{OCH}$$

$$W_{Ip} = \frac{4,81}{4,57} \cdot 14, W_{Ip} = 14,78$$

заздалегідь приймаємо  $W_I = 15$ .

Приймається до використання наступні числа витків:  $W_{OCH} = 14$  витків, що відповідає

$$I_{C3.MIH} = \frac{100 \cdot 720}{14 \cdot 1} \text{ A}$$

$$I_{C3.MIH} = 5143 \text{ A}$$

Первинний розрахунок струму:

$$I_{нб.р} = I'_{нб.р} + I''_{нб.р} + I'''_{нб.р}$$

$$I_{нб.р} = \left( 1,1 \cdot 0,1 + 0,16 + \left| \frac{14,78 - 15}{14,78} \right| \right) \cdot 31240 \text{ A},$$

$$I_{нб.р} = 8898 \text{ A}$$

$$I_{CP} = \frac{8898}{720} \text{ A}, I_{CP} = 12,4 \text{ A}.$$

Число витків:

$$W_{TOP.P} = k_3 \cdot \frac{I_{нб.р} \cdot W_{Ip}}{I_{TOP} \cdot \text{tg } \alpha}$$

$$W_{TOP} = 1,5 \cdot \frac{31240}{8898 \cdot 0,75},$$

$$W_{TOP} = 7,01$$

приймаємо  $W_{TOP} = 7$ .

Визначаємо чутливість:

$$I_{K3.MIH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 31240 \text{ A},$$

$$I_{K3.MIH}^{(2)} = 27054 \text{ A}.$$

Коефіцієнт чутливості

$$k_{ч} = \frac{I_{K3.MIH}^{(2)}}{I_{C3.MIH}}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{27054}{5143},$$

$$k_{\text{ч}} = 5,26$$

$$5,26 > 1,5$$

Первинний струм спрацьовування захисту знаходимо з виразу:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}}$$

Напряга спрацьовування захисту знаходять з виразу:

$$U_{\text{с.з.}} = \frac{U_{\text{роб.мін}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}}}$$

$$U_{\text{роб.мін}} = 0,9-0,95U_{\text{ном}}, k_{\text{н}} = 1,2, k_{\text{в}} = 1,25$$

$$U_{\text{ср.У2}} = 0,06U_{\text{ном}}$$

Витримка часу МТЗ:

$$t = t_{\text{пус}} + \Delta t;$$

$$\Delta t = (0,4 - 0,6)c;$$

$$t_{\text{в.н.}} = t_{\text{н.н.}} + \Delta t$$

Розрахунок МТЗ на ВН.

$$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 115}, \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.В}} = 316,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{СЗ.В}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ.В}} \text{ А};$$

$$I_{\text{СЗ.В}} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 316,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{СЗ.В}} = 446,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{СР.В}} = \frac{I_{\text{СЗ}} \cdot k_{\text{СХ}}}{n_{\text{T}}}, \text{ А};$$

$$I_{\text{СР.В}} = \frac{446,5 \cdot \sqrt{3}}{600/5} \text{ А};$$

$$I_{CP.B} = 6,44 \text{ A.}$$

Перевірка чутливості захисту на ВН:

$$k_q = \frac{I_{к.з.}^{(2)}}{I_{c.з.}}$$

Розрахунок МТЗ на НН:

$$I_{НОМ.НН} = 3600 \text{ A}$$

$$I_{C3.H} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ.H}, \text{ A}$$

$$I_{C3.H} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 3600 \text{ A}$$

$$I_{C3.H} = 5082 \text{ A}$$

Визначення коефіцієнта чутливості захисту:

НН:

$$k_q = \frac{26036}{5082}$$

$$k_q = 5,1$$

ВН:

$$k_q = \frac{2490,4}{446,5}$$

$$k_q = 5,6$$

Визначення напруги спрацьовування захисту проводиться з виразу:

$$U_{C.3} = \frac{0,9 \cdot 10,5}{1,2 \cdot 1,25} \text{ В;}$$

$$U_{C.3} = 6300 \text{ В;}$$

$$U_{CP} = \frac{U_{C.3}}{k_{1H}}, \text{ В;}$$

$$U_{CP} = \frac{6300}{10000/100} \text{ В;}$$

$$U_{CP} = 63 \text{ В.}$$

Струм спрацьовування захисту на ВН:

$$I_{C.3} = I_{НОМ} \frac{k_H}{k_B}, \text{ A} \quad k_H = 1,05 \quad k_B = 0,85$$

$$I_{C.3} = 316,29 \cdot \frac{1,05}{0,85} \text{ A}$$

$$I_{C.3} = 390,7 \text{ A}$$

$$I_{C.3.U2} = \frac{I_{C.3} \cdot k_{CX}}{n}, \text{ A, } k_{CX} = \sqrt{3}$$

$$I_{C.3.U2} = \frac{390,7 \cdot \sqrt{3}}{600/5} \text{ A}$$

$$I_{C.3.U2} = 5,64 \text{ A}$$

Час дії захисту від перевантаження вибирається більшим, ніж час дії усіх приєднань.

Газовий захист реагує на виткові замикання і інші внутрішні ушкодження. В якості реагуючого органу вибирається реле типу BF - 80/Q.

### **3.2 Розрахунок показників надійності електропостачання споживачів**

Необхідна надійність об'єкту забезпечується сукупністю різних засобів.

Резервування - це підвищення надійності шляхом введення надмірності, яке підрозділяється на наступні види: структурне, функціональне, тимчасове, навантаження і інформаційне.

Структурне резервування - використання надмірних елементів в структурі системи надто мінімально необхідних для її функціонування.

Тимчасове резервування - використання надмірного часу.

Резервування навантаження - здатність одних елементів сприймати додаткове навантаження при відмові інших елементів.

Інформаційне резервування – це використання надмірної інформації.

Технічне обслуговування - забезпечення надійності шляхом виконання комплексу робіт для підтримки працездатності об'єкту. Цей комплекс включає систематичні діагностування стану об'єкту, підтримку режимів роботи, найбільш сприятливих з точки зору надійності.

Ремонт - забезпечення надійності шляхом виконання комплексу робіт для відновлення працездатності об'єкту.

Цілеспрямоване управління процесами, що протікають в системі забезпечення надійності шляхом створення відповідної системи управління.

Схема підстанції у вигляді потоку відмов зображена в графічній частині роботи.

Початкові дані для проведення розрахунку надійності системи представлені в таблиці 3.1.

Розрахунок надійності почнемо із згортання схеми послідовно сполучених елементів.

Параметри потоку відмов аварійного відключення:

$$\omega_{AB-8} = \omega_{AB-2} + \omega_{AB-3} + \omega_{AB-2}, 1/\text{рік}$$

$$\omega_{AB-8} = 0,03 + 0,02 + 0,03 \text{ 1/рік}$$

$$\omega_{AB-8} = 0,08 \text{ 1/рік}$$

$$\omega_{AB-10} = \omega_{AB-2} + \omega_{AB-5} + \omega_{AB-6} + \omega_{AB-7}, 1/\text{рік}$$

$$\omega_{AB-10} = 0,03 + 0,03 + 0,05 + 0,03 \text{ 1/рік}$$

$$\omega_{AB-10} = 0,14 \text{ 1/рік}$$

$$\omega_{AB-9} = \omega_{AB-2} + \omega_{AB-3} + \omega_{AB-2} + \omega_{AB-4}, 1/\text{рік}$$

$$\omega_{AB-9} = 0,03 + 0,02 + 0,03 + 0,03 \text{ 1/рік}$$

$$\omega_{AB-9} = 0,08 \text{ 1/рік}$$

$$\omega_{AB-11} = \omega_{AB-1} + \omega_{AB-9}, 1/\text{рік}$$

$$\omega_{AB-11} = 0,08 + 0,048 \text{ 1/рік}$$

$$\omega_{AB-11} = 0,128 \text{ 1/рік}$$

$$\omega_{AB-12} = \omega_{AB-10} + \omega_{AB-8}, 1/\text{рік}$$

$$\omega_{AB-12} = 0,14 + 0,08 \text{ 1/рік}$$

$$\omega_{AB-12} = 0,22 \text{ 1/рік.}$$

Середній час відновлення аварійного відключення:

$$\tau_{AB-11} = \frac{1}{\omega_{AB-11}} \cdot (\omega_{AB-1} \cdot \tau_{AB-1} + \omega_{AB-2} \cdot \tau_{AB-2} + \omega_{AB-3} \cdot \tau_{AB-3} + \omega_{AB-2} \cdot \tau_{AB-2} + \omega_{AB-4} \cdot \tau_{AB-4}), \text{ ГОД}$$

$$\tau_{AB-11} = \frac{1}{0,128} \cdot (0,048 \cdot 0,5 + 0,03 \cdot 15 + 0,02 \cdot 100 + 0,03 \cdot 15 + 0,03 \cdot 15) \text{ ГОД}$$

$$\tau_{AB-11} = 26,35 \text{ ГОД}$$

$$\tau_{AB-12} = \frac{1}{\omega_{AB-12}} \cdot (3 \cdot \omega_{AB-2} \cdot \tau_{AB-2} + \omega_{AB-3} \cdot \tau_{AB-3} + \omega_{AB-5} \cdot \tau_{AB-5} + \omega_{AB-6} \cdot \tau_{AB-6} + \omega_{AB-7} \cdot \tau_{AB-7}), \text{ ГОД}$$

$$\tau_{AB-12} = \frac{1}{0,128} \cdot (3 \cdot 0,03 \cdot 15 + 0,02 \cdot 100 + 0,03 \cdot 30 + 0,05 \cdot 40 + 0,03 \cdot 15) \text{ ГОД}$$

$$\tau_{AB-12} = 52,3 \text{ ГОД}$$

Таблица 3.1 - Показники надійності елементів схеми

Елемент	$\omega_{ав}$ 1/рік	Середній час відновлення $\tau_{ав}, ч$
1	0,048	0,5
2	0,03	15
3	0,02	100
4	0,03	15
5	0,03	30
6	0,05	40
7	0,03	15

Об'єднуємо паралельні кола.

Для паралельного об'єднання елементів необхідно знати найбільше планове відключення одного з елементів в кожному з паралельних елементів. У колах 11 це вимикач  $\omega_{ПЛ-11} = 0,01$  1/рік;  $\tau_{ПЛ-11} = 60$  год. У колах 12 це трансформатор  $\omega_{ПЛ-12} = 0,01$  1/рік;  $\tau_{ПЛ-12} = 40$  год.

Вірогідність одночасного відключення чотирьох паралельних кіл:

$$q_{13} = \left( \frac{\omega_{AB-11}}{8760} \right)^2 \cdot 4 \cdot \tau_{AB-11} + \frac{\omega_{AB-11}}{8760} \cdot \frac{\omega_{ПЛТ-11}}{8760} \cdot \tau_{ПЛТ-11} \cdot \left( \tau_{AB-11} - \frac{\tau_{AB-11}^2}{4 \cdot \tau_{AB-11}} \right), \text{ 1/рік}$$

$$q_{13} = \left( \frac{0,128}{8760} \right)^2 \cdot 4 \cdot 26,35 + \frac{0,128}{8760} \cdot \frac{0,01}{8760} \cdot 60 \cdot \left( 26,35 - \frac{26,35^2}{4 \cdot 26,35} \right) \text{ 1/рік}$$

$$q_{13} = 4,2 \cdot 10^{-8} \text{ 1/рік}$$

$$q_{14} = \left( \frac{\omega_{AB-12}}{8760} \right)^2 \cdot 4 \cdot \tau_{AB-12} + \frac{\omega_{AB-12}}{8760} \cdot \frac{\omega_{ПЛТ-12}}{8760} \cdot \tau_{ПЛТ-12} \cdot \left( \tau_{AB-12} - \frac{\tau_{AB-12}^2}{4 \cdot \tau_{AB-12}} \right), \text{ 1/рік}$$

$$q_{14} = \left( \frac{0,22}{8760} \right)^2 \cdot 4 \cdot 52,3 + \frac{0,22}{8760} \cdot \frac{0,01}{8760} \cdot 40 \cdot \left( 52,3 - \frac{52,3^2}{4 \cdot 52,3} \right) \text{ 1/рік}$$

$$q_{14} = 1,76 \cdot 10^{-7} \text{ 1/рік}$$

Об'єднаємо 13 і 14 елемент як послідовні:

$$q_{15} = q_{13} + q_{14}, \text{ 1/рік}$$

$$q_{15} = 4,2 \cdot 10^{-8} + 1,76 \cdot 10^{-7} \text{ 1/рік}$$

$$q_{15} = 2,18 \cdot 10^{-7} \text{ 1/рік}$$

Отже, середня тривалість відключення підстанції протягом року складе:

$$T_{\Sigma} = q_{\Sigma} \cdot t_r, \text{ ГОД}$$

$$T_{\Sigma} = 2,18 \cdot 10^{-7} \cdot 8760 \text{ год}$$

$$T_{\Sigma} = 1,91 \cdot 10^{-3} \text{ год.}$$

Тобто при ненайблагополучніших ситуаціях, вірогідна тривалість відключень буде близько 6,88 секунд, тобто надійність електропостачання задовольняє умовам надійності електропостачання споживачів 1 категорії надійності.

Порівняємо отримані дані із стандартною схемою, яка використовується на ПС. На стороні 110 кВ використовуються масляні вимикачі, у яких параметром потоку відмов вище приблизно в 5 разів, силові трансформатори ж давно виробили свій ресурс і вимагають частіших ремонтів і обслуговування. З цього виходить, що реконструкція не лише збільшить номінальну потужність підстанції, але і збільшить надійність в порівнянні з існуючою схемою.

### 3.3 Вимірювання та облік електроенергії

На ПС в даний час застосовується АСКОЕ, що значно спрощує вимір електричної енергії. Відбувається поступова заміна лічильників електричної енергії - старі індукційні лічильники замінюються на новітні мікропроцесорні лічильники типу СЕТ-4ТМ.03. Лічильник дозволяє вести облік технічних втрат. Вбудована пам'ять дозволяє зберігати інформацію при часі інтеграції 30 хвилин на глибину 3,7 місяця для активної і реактивної потужності. Лічильник має інтерфейс для зв'язку з ЕОМ, що дозволяє експлуатувати його у складі систем АСКОЕ і АСДУ (автоматизованих систем диспетчерського управління).

Розташування трансформаторів струму для виміру електричної енергії.

Проведення розрахунків по вторинних колах вимірювальних трансформаторів, а також використання сучасних лічильників дозволяє отримати результати вимірів з точністю 0,5% (тобто відповідність класу точності 0,5).

### 3.4 Вибір оперативного струму та джерел живлення.

Для живлення споживачів постійного струму (пристроїв релейного захисту, автоматики, телемеханіки, аварійних маслonaсосів ТГ та ін.) на ПС встановлено три акумуляторні батареї (надалі АБ).

АБ СК-28 220В живить споживачів постійного струму.

Режим постійного навантаження складає 15-20А.

Тимчасове навантаження: це навантаження з'являється на шинах АБ при зникненні змінної напруги - аварійне освітлення, маслonaсосу на ТГ 2, 9, 10, двигуни котлів.

При виборі батарей для станції, що мають зв'язок з системою, тривалість відключення змінної напруги приймається рівною 30 хвилинам.



Це навантаження створюється струмами включення приводів МВ, автоматів, пусковими струмами ДУР і маслонасосів. До шин АБ СК-28 підключений перетворювач постійного струму в змінний для вузла зв'язку.

АБ СК-6 110В (дві батареї) служать для живлення релейного захисту, автоматики, сигналізації (відпайок на 24 В від батареї № 2). На батарею № 1 підключено навантаження ШУМ, а на батарею № 2 - ШУР, ШС, ШУМ введів РП-3 кВ.

Акумуляторні батареї СК-28 = 220В і СК-6 = 110В № 1 і 2 розміщені в спеціальному приміщенні "Акумуляторна". Зарядні і підзарядні пристрої - в приміщенні мотор-генераторної.

Для живлення кіл аварійної, попереджувальної сигналізації (дзвінки, сирени), центрального інформаційного табло, частини ламп сигналізації, використовується випрямляч ВСА 24В:

- живлення цих кіл здійснюється від випрямляча. При зникненні напруги на ВСА кола живлення автоматично перемикаються на відпайки 24 В АБ 110 В № 2. Зворотнє включення ВСА в роботу робиться натисненням кнопки.

- живлення ВСА здійснюється з щита 0,4 кВ ГЩУ. На цій же панелі встановлений пакетний перемикач і запобіжник. Випрямляч встановлений на іншій панелі ГЩУ. На цій же панелі розташовано реле автоматики (перемикання живлення кіл 24 В зі ВСА на АБ).

Особливості конструкції і основні технічні дані акумуляторів.

Усі батареї набрані з елементів типу СК - свинцево-кислотних, допускаючих короткочасний розряд номінальним струмом впродовж 1-2 годин.

За номінальну ємність акумуляторів СК береться ємність при 10-ти годинному режимі розряду, рівна:

- для СК-28 складає 1008 А·год.
- для СК-6 №1 і 2 складає 216 А·год.

Акумулятори набрані з позитивних і негативних пластин - електродів. Позитивні електроди - чистий свинець, спеціально оброблений для того, щоб діюча поверхня була в 7-9 разів більше за ту, що здається.

Негативні електроди коробчатої конструкції складаються з ґрат свинцево-сурмяного сплаву, зібраних з двох половинок.

В комірку ґрат вмазується активна маса, приготована з оксидів свинцевого порошку і закривається з обох боків листами перфорованого свинцю.

Для запобігання зіткненню електродів різної полярності ставляться розділові перегородки з міпора (сепарація), що вставляються в поліетиленові утримувачі.

Усі акумулятори змонтовані в скляних баках, що дозволяє оглядати усі внутрішні деталі зібраного акумулятора.

Баки встановлюються на ізоляторах на стелажах, покритих поліетиленовою плівкою. Електроди навішуються безпосередньо на верхні кромки стінок бака. При зборці акумулятора має бути залишений проміжок між крайніми електродами і стінками бака.

В якості електроліту застосовується розчин сірчаної кислоти щільністю 1,18-1,21 г/см<sup>3</sup>.

Для зменшення винесення електроліту бульбашками газу при зарядці акумулятори закриті склом. Розмір покривного скла вибирається таким, щоб між краями скла і стінками посудини був проміжок 5-7 мм.

Технічні дані акумуляторів наведено у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 - Технічні дані акумуляторів

Тип акумулятора	К-ть елементів	U <sub>ном.бат.</sub> , В	Макс заряд струм, А	Режими розряду					
				10 годин		3 години		0,05 години	
				Струм, А	Ємність, А·год	Струм, А	Ємність, А·год	Струм, А	Ємність, А·год
СК-6 1 і 2	53	110	54	21,6	216	54	162	150	75
СК-28	120	230	252	100,8	1008	252	756	700	350

Для батарей типу СК напруга підзаряду повинна складати  $2,2 \pm 0,05$  В на елемент.

### 3.5 Власні потреби ПС

Навантаження ВП ПС:

$$S_{розр} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}$$

Таблиця 3.3 - Розрахунок навантаження ВП

Найменування навантажень	Встановл. потуж. кВт		cosφ	Розрахункове навантаження, кВт, кВАр					
	Потуж. і кіл.	Всього го		літо			зима		
				K <sub>п</sub>	P <sub>л=</sub>	Q =	K <sub>с</sub>	P <sub>з=</sub>	Q =
					<u>P K<sub>с</sub></u> η	P <sub>л</sub> tgφ		<u>P K<sub>с</sub></u> η	P <sub>з</sub> tgφ
Освітлення ВРП-110 кВ	-	11,2	1	0,5	5,6	-	0,5	5,6	-
Підігрівання елегазових вимикачів.	2x8	16	1	-	-	-	1	16	-
Охолодження трансформаторів.	4,0x16	64	0,85	0,85	54,4	33,7	0,85	54,4	33,7
Апаратура зв'язку і телемеханіки.	-	1,0	1	1	1,0	-	1	1,0	-
Постійно включені лампи і вимірювальні прилади.	-	1,0	1	1	1,0	-	1	1,0	-

Додаткова потужність визначається наступними навантаженнями:

Ремонтне навантаження

$$S_{рем} = 25,0 \cdot 1,$$

$$S_{рем} \approx 25,0 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

З урахуванням ремонтного навантаження потужність споживачів власних потреб підстанції складає 112,6 кВ·А.

Живлення здійснюється з головного щита управління.

### **3.6 Регулювання напруги на ПС**

Пристроями ПБВ забезпечуються майже усі трансформатори невеликої потужності. Вони дозволяють регулювати напругу кроком відносно номінального на 5% за допомогою ручних трифазних і однофазних перемикачів.

Пристрій перемикача РПН приводиться в дію дистанційно з головного щита управління і автоматично.

З усього вище сказаного вибираємо спосіб регулювання під напругою, при цьому РПН знаходитиметься на стороні високої напруги, управління здійснюється з головного щита управління.

### **3.7 Компонування устаткування ВРП**

Основні чинники, що визначають конструкцію ВРП наступні: схема електричних з'єднань, рівень номінальної напруги, тип і габарити електроустаткування, число і порядок підключення приєднань, можливість розширення, комплектування ВРП і його елементів. В даний час усі будівельні елементи ВРП виконуються, як правило, із збірних залізобетонних конструкцій. В окремих випадках за відсутності залізобетонних конструкцій або при великих навантаженнях на колони і траверси (у ВРП 330 кВ і вище) можуть бути використані металеві конструкції. Використовуються існуючі металеві конструкції (портالي) ВРП.

Найширше застосовуються зараз ВРП так званого низького типу, в яких роз'єднувачі встановлюються на відносно низьких опорах. Висота цих опор визначається умовою безпеки людей, що знаходяться на майданчику ВРП. У

ВРП цього типу значно спрощується доступ до збірних шин і шинних роз'єднувачів.

Лінійні і трансформаторні портали виконані заввишки 12 метрів, портали усіх секцій шин виконані заввишки 8 метрів і розташовані перпендикулярно по відношенню до лінійних і трансформаторних порталів.

Ошиновка, що проходить по колонках розташована на висоті 5 метрів, що забезпечує безпеку ремонтного і оперативного персоналу при знаходженні на території ВРП-110 кВ.

### 3.8 Розрахунок контуру захисного заземлення

Територія, на якій розміщується електроустановка, обладналася заземляючим пристроєм, основною функцією якого є захист обслуговуючого персоналу від поразення електричним струмом. На одній території можуть розташовуватися розподільні пристрої, що відрізняються класом напруги і режимом роботи нейтралі і тому пред'являють різні вимоги до заземляючих пристроїв. Оскільки заземляючий пристрій на цій території виконується єдиним, то він повинен задовольняти найбільш важким з вимог, що пред'являються до нього.

Згідно ПУЕ [13] заземляючі пристрої в електроустановках з ефективно-заземленою нейтраллю повинні проектуватися так, щоб у будь-яку пору року на усій території електростанції або підстанції напруга дотику, під яку може потрапити людина, не перевищувала допустимої напруги  $U_{\text{пр.доп.}}$ . Безпечна величина  $U_{\text{пр.доп.}}$  залежить від часу її дії на людину. Рекомендовані величини  $U_{\text{пр.доп.}}$ . Час дії напруги дотику на людину  $\tau_{\text{в}}$  дорівнює часу існування однофазного короткого замикання:

$$\tau_{\text{в}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{в.в.}}$$

де  $t_{\text{р.з.}}$  - час дії релейного захисту (0,5 с),

$t_{\text{в.в.}}$  - повний час відключення вимикача (0,15 с).

$$\tau_{\text{в}} = 0,5 + 0,15.,$$

$$\tau_y = 0,65 \text{ с}$$

$$U_{\text{пр.доп}} = 150 \text{ В}$$

Таблиця 3.4 - Допустима напруга дотику

Час дії на людину, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	1	Від 1 до 3
$U_{\text{пр.доп.}}$ , В	500	400	200	130	100	65

Заземлюючий пристрій для установок 110 кВ і вище виконується у вигляді сітки з горизонтальних смуг, укладених на глибині 0,6 - 0,8 метра. Площа, що охоплюється сіткою, дещо перевищує площу електроустановки.

Розрахунок робиться у такому порядку:

1. Намічається схема заземлюючого пристрою, причому контур заземлення повинен перекривати територію електроустановки (рисунок представлено в графічній частині роботи).

2. Визначається коефіцієнт напруги дотику по формулі:

$$K_{\text{п}} = \frac{M_1 \beta}{\left( \frac{\ell_{\text{г}} L_{\text{г}}}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}},$$

де  $M_1$  - параметр, залежний від  $\rho_1/\rho_2$  (таблиця 3.5),

$L_{\text{г}}$  - сумарна довжина горизонтальних заземлень,

$S$  - площа заземлюючого пристрою,

$\beta$  - коефіцієнт, що враховує опір стікання струму із ступнею на землю

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \rho_1}.$$

Таблиця 3.5 - Величина параметра  $M_1$ 

$\rho_1/\rho_2$	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	10,0	12,0	16,0
$M_1$	0,36	0,5	0,62	0,69	0,72	0,77	0,79	0,8	0,82	0,83	0,83	0,84

Визначаємо питомий опір верхнього шару ґрунту:

$$\rho_1 = K_c \cdot \rho_2,$$

У середніх кліматичних районах (другому і третьому) для вертикальних електродів завдовжки 3 - 5 м  $K_c = 1,5$ , для горизонтальних електродів завдовжки 10 - 15 м  $K_c = 2,3$ ;

Тип ґрунту - суглинок,  $\rho_2 = 130 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

$$\rho_1 = 1,47 \cdot 130 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$\rho_1 = 191,1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 191,1}$$

$$\beta = 0,7772$$

$$K_{\Pi} = \frac{0,55 \cdot 0,7772}{\left( \frac{3 \cdot 527,4}{3\sqrt{5766,9}} \right)^{0,45}}$$

$$K_{\Pi} = 0,1787$$

4. Визначається напруга заземлювача:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\Pi}}, \text{ В}$$

$$U_3 = \frac{150}{0,1787}, \text{ В}$$

$$U_3 = 839 \text{ В.}$$

Якщо ця напруга більше 10 кВ, необхідно вживати заходи по захисту ізоляції кабелів або знижувати потенціал заземлювача.

5. Знаходиться допустимий опір заземляючого пристрою:

$$R_{\text{з.доп}} = \frac{U_3}{I_3}, \text{ Ом}$$

$$R_{\text{з.доп}} = \frac{839}{38851}, \text{ Ом}$$

$$R_{\text{з.доп}} = 0,0216 \text{ Ом}$$

6. Заземляючий пристрій перетворюємо у модель квадратної форми (графічна частина роботи).

Знайдемо сторону квадратної моделі  $\sqrt{S}$  :

$$S = 81,870,5 \text{ м}^2$$

$$S = 5767 \text{ м}^2$$

Знаходимо число комірок на стороні моделі:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1$$

$$m = \frac{527,4}{3 \cdot \sqrt{5767}} - 1.$$

Приймаємо найближче ціле число:

$$m = 2$$

Знаходимо довжину сторони комірки:

$$e = \frac{\sqrt{S}}{m}.$$

$$e = \frac{\sqrt{5767}}{2}, \text{ м};$$

$$e = 38 \text{ м}.$$

Знаходимо число вертикальних заземлювачів по периметру контуру за умови рівності відстані між ними їх довжині ( $a = \ell_B$ ):

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{e}$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{5767}}{38}$$

$$n_B = 8$$

Визначається відносний еквівалентний питомий опір ґрунту розрахунковій моделі  $\rho_e$ .

$$h_1 = 1,2 \text{ м},$$

$$t_{\Gamma} = 0,8 \text{ м},$$

$$\rho_1/\rho_2 = 1,47,$$

$$a/l_B = 1$$

$$\rho_e = 1,05$$

7. Визначається опір заземляючого пристрою:



$$\frac{\ell_{\epsilon} + t_{\Gamma}}{\sqrt{S}},$$

де  $t_{\Gamma}$  - глибина прокладання заземлювача.

Таблиця 3.6 - Відносний еквівалентний питомий опір  $\rho_e$

$\rho_1/\rho_2$	$a/\ell_{\epsilon}$	Відносна товщина шару $(h_1 - t_{\Gamma})/\ell_{\epsilon}$						
		0,025	0,05	0,1	0,2	0,4	0,8	0,95
1	1-4	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1,02	1,03	1,05	1,1	1,13	1,3	1,4
	2	1,03	1,6	1,1	1,13	1,15	1,32	1,5
	4	1,05	1,17	1,13	1,15	1,2	1,38	1,6
5	1	1,05	1,1	1,15	1,22	1,35	1,86	2,4
	2	1,22	1,26	1,35	1,43	1,54	2,12	2,7
	4	1,23	1,41	1,5	1,65	1,83	2,6	3,5
10	1	1,1	1,2	1,28	1,38	1,62	2,5	3,7
	2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,8	2,75	5,5
	4	1,52	1,7	1,88	2,08	2,33	3,52	6,0
0,125	0,5-4	0,95	0,9	0,8	0,7	0,62	0,54	0,52
0,25	0,5-4	0,97	0,93	0,85	0,78	0,71	0,65	0,64
0,5	0,5	0,99	0,96	0,92	0,88	0,83	0,79	0,77

$$\frac{3+1}{\sqrt{5767}}$$

$$0,05267$$

і параметр  $A_1$ :

$$A_1 = \left( 0,444 - 0,84 \frac{\ell_{\epsilon} + t_{\Gamma}}{\sqrt{S}} \right) \text{ при } 0 \leq \frac{\ell_{\epsilon} + t_{\Gamma}}{\sqrt{S}} \leq 0,1;$$

$$A_1 = \left( 0,385 - 0,25 \frac{\ell_{\epsilon} + t_{\Gamma}}{\sqrt{S}} \right) \text{ при } 0 \leq \frac{\ell_{\epsilon} + t_{\Gamma}}{\sqrt{S}} \leq 0,5.$$

$$A_1 = (0,444 - 0,84 \cdot 0,0395)$$

$$A_1 = 0,3998$$

Потім знаходиться:

$$R_3 = A_1 \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + n_e \ell_e}$$

$$R_3 = 0,3998 \cdot \frac{1,05}{\sqrt{5767}} + \frac{1,05}{527,4 + 8 \cdot 3}$$

$$R_3 = 0,0129$$

Якщо набуте значення  $R_3$  менше  $R_{3,доп}$ , то на цьому розрахунок закінчується. Якщо опір заземлювача перевищує допустимий, то для забезпечення безпеки дотику до заземлених предметів необхідно використовувати один з таких засобів:

1. збільшення числа і довжини вертикальних провідників, що найефективніше при малому питомому опорі нижнього шару ґрунту;
2. збільшення кількості горизонтальних смуг;
3. штучне збільшення шляхом підсипання гравієм. Це призводить тільки до збільшення опору розтіканню струму із ступнею людини, тобто коефіцієнта  $\beta$ , а значить і коефіцієнта  $K_{п}$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \rho_{в.с}},$$

де  $\rho_{в.с}$  - питомий опір верхнього шару ґрунту з урахуванням підсипання. Усі інші параметри заземлення залишаються без зміни, оскільки конструкція заземлення і характеристики землі не змінюються.

$$R_{3,пош} < R_{3,доп}$$

$$0,0129 < 0,0216$$

На цьому розрахунок закінчуємо. Схема заземляючого пристрою приведена в графічній частині роботи. Підсумки розрахунку:

Глибина прокладення горизонтальних смуг  $t_{г} = 0,8$  м.

Довжина вертикальних заземлювачів  $l_{в} = 3$  м.

Контур заземлення виконується із стержневих електродів завдовжки 3 метри і діаметром 12 мм., що вкручуються на глибину 0,8 м від поверхні землі до верхнього електроду, сполучених між собою сталевую смугою 40·4 мм.

Для рівномірного розподілу електричного потенціалу на площі підстанції, а також уздовж осей устаткування прокладаються провідники смугою 40·4 мм.

### **3.9 Висновки до Розділу 3.**

1. Проведено вибір РЗ і автоматики.
2. Проведено розрахунок показників надійності електропостачання споживачів. Модернізація не лише збільшить номінальну потужність підстанції, але і збільшить надійність в порівнянні з існуючою схемою.
3. Розглянуто вимірювання та облік електроенергії.
4. Проведено вибір оперативного струму та джерел живлення.
5. Розглянуто власні потреби підстанції.
6. Розглянуто питання регулювання напруги на підстанції.
7. Проведено компоновання устаткування ВРП.
8. Проведено розрахунок контуру захисного заземлення.

## 4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

### 4.1 Комплексний аналіз життєдіяльності людини

Комплексний аналіз життєдіяльності передбачає розгляд людини як ланки у системі "людина-машина-навколишнє середовище".

У своїй життєдіяльності людина, йдучи до визначеної мити, діє на машину і досягає конкретного результату.

Щоб досягти максимального узгодження результату поставленої мети, вводяться зворотні зв'язки та корекція мети і дії керування.

Дуже часто в системі життєдіяльності людини з'являються шкідливі та небезпечні чинники, які діють на людину. У систему вводиться захист людини — система охорони праці.

В наш час актуальним є питання не лише захисту людини від шкідливих та небезпечних чинників виробництва та навколишнього середовища, а й захисту навколишнього середовища від впливу людини та виробництва.

На цю систему діють у визначених умовах чинники НС. Система мусить в цих умовах стійко функціонувати та забезпечувати захист людини.

Система забезпечує досягнення такої мети:

- отримати результат, подібний для життєдіяльності людини;
- забезпечити безпеку життєдіяльності людини, не допустити вражаючих і зменшити дію небезпечних та шкідливих чинників до допустимих значень, які не викликають втрати працездатності та погіршення здоров'я людини;
- знизити ступінь шкідливої дії життєдіяльності людини на навколишнє природне середовище та вжити необхідних захисних заходів;
- забезпечити стійкість функціонування та захист людини від дії різних вражаючих чинників та НС.

Ситуація, в котрій з'являється можливість виникнення нещасного випадку, вважається небезпечною, або аварійною. Аварія — подія в технічній системі, що не супроводжується загибеллю людей, при якій відновлення технічних засобів

неможливе або економічно недоцільне. Коли аварія призводить до пошкоджень техніки, вона завдає збитків лише в економічному та моральному плані. Якщо ж аварія супроводжується тілесними ушкодженнями людей, то в цьому випадку йдеться про пов'язані з нею нещасні випадки. Якщо ж порушення в роботі техніки призводять до нещасних випадків, які спричинюють загибель хоча б однієї людини, то така ситуація класифікується вже як катастрофа.

Таким чином, при визначенні рівня небезпечної ситуації береться до уваги те, що основним його показником є можливість виникнення нещасного випадку. При цьому оцінка ймовірності нещасного випадку залежить від характеру самого нещасного випадку і від пов'язаних з ним наслідків.

Проводилось дослідження [5] із застосуванням методу експертних оцінок з урахуванням положення, висловленого американським математиком Л. Заде: "Елементами мислення людини є не числа, а елементи деяких нечітких множин або класів об'єктів, для котрих перехід від "належності" до "неналежності" не стрибкоподібний, а неперервний". Тому експертам було запропоновано оцінювати показник можливості (очікування) нещасного випадку та рівень його важкості (емоційногенності) шляхом віднесення цих характеристик до тих чи інших нечітко виражених множин: з одного боку — частоти ("рідко", "часто" тощо), а з другого - важкості ("легкий", "середній" тощо). Брався до уваги також показник невизначеності подій, що розглядалися. Невизначеність подій — це їхня ентропія, котра є функцією їх ймовірності і має кількісне вираження.

## **4.2 Пожежна профілактика для проведення вогневих робіт**

Згідно з Правилами пожежної безпеки в Україні, затвердженими наказом Міністерства внутрішніх справ України від 30 грудня 2014 р. № 1417, під час підготовки до проведення вогневих робіт необхідно дотримуватися таких загальних вимог [14]:

1. Місця проведення зварювальних та інших вогневих робіт, пов'язаних із нагріванням деталей до температур, здатних викликати займання матеріалів та

конструкцій, можуть бути постійними, які організуються у спеціально обладнаних для цього цехах, майстернях чи на відкритих майданчиках, а також тимчасовими, коли вогневі роботи проводяться безпосередньо в будинках, які зводяться або експлуатуються, спорудах та на території об'єктів при проведенні монтажних робіт.

2. Постійні місця проведення вогневих робіт визначаються наказами, розпорядженнями, інструкціями власника підприємства. Огороджувальні конструкції в цих місцях (перегородки, перекриття, підлоги) повинні бути з негорючих матеріалів.

3. Керівник підприємства чи структурного підрозділу, де проводяться вогневі роботи на тимчасових місцях (крім будівельних майданчиків та приватних домоволодінь), зобов'язаний оформити наряд-допуск на виконання тимчасових вогневих робіт. За наявності на підприємстві відомчої пожежної охорони наряди-допуски на виконання тимчасових вогневих робіт повинні бути погоджені з нею напередодні виконання робіт з установами відомчої пожежною охороною відповідного контролю.

4. Проведення вогневих робіт на постійних та тимчасових місцях дозволяється лише після вжиття заходів, які виключають можливість виникнення пожежі: очищення робочого місця від горючих матеріалів, захисту горючих конструкцій, забезпечення первинними засобами пожежогасіння (вогнегасником, ящиком з піском та лопатою).

Вид та кількість первинних засобів пожежогасіння, якими повинно бути забезпечене місце робіт, визначаються з урахуванням вимог щодо оснащення об'єктів первинними засобами пожежогасіння і вказуються в наряді-допуску на виконання тимчасових вогневих робіт.

5. Після закінчення вогневих робіт виконавець зобов'язаний ретельно оглянути місце їх проведення, за наявності горючих конструкцій полити їх водою, усунути можливі причини виникнення пожежі.

6. Посадова особа, відповідальна за пожежну безпеку місць, де проводилися вогневі роботи, повинна забезпечити перевірку місця проведення

цих робіт упродовж двох годин після їх закінчення. Про приведення місця вогневих робіт у пожежобезпечний стан виконавець та відповідальна за пожежну безпеку посадова особа роблять відповідні позначки у наряді-допуску на виконання тимчасових вогневих робіт.

7. Технологічне обладнання, на якому передбачається проведення вогневих робіт, повинно бути приведене у вибухопожежобезпечний стан до початку цих робіт.

8. Місце проведення вогневих робіт має бути очищене від горючих речовин та матеріалів.

9. Розміщені в будівельні конструкції, настили підлог, оздоблення з матеріалів груп горючості Г2, Г3, Г4, а також горючі частини обладнання та ізоляція мають бути захищені від потрапляння на них іскор металевими екранами, покривалами з негорючого теплоізоляційного матеріалу чи в інші способи і за необхідності политі водою.

10. Щоб уникнути потрапляння розпечених часток металу в суміжні приміщення, на сусідні поверхи, близько розташоване устаткування, всі оглядові, технологічні й вентиляційні люки, монтажні та інші отвори в перекриттях, стінах і перегородках приміщень, де здійснюються вогневі роботи, повинні бути закриті негорючими матеріалами.

11. Приміщення, в яких можливе скупчення парів ЛЗР, ГР та горючих газів, перед проведенням вогневих робіт мають бути провентильовані.

12. Двері, що з'єднують приміщення, де виконуються вогневі роботи, з суміжними приміщеннями, повинні бути зачинені.

13. Місце для проведення зварювальних та різальних робіт у будинках і приміщеннях, у конструкціях яких використані горючі матеріали, має бути огорожене суцільною перегородкою з негорючого матеріалу. При цьому висота перегородки повинна бути не менше 1,8 м, а відстань між перегородкою та підлогою — не більше 50 мм. Щоб запобігти розлітання розпечених часток, цей зазор повинен бути огорожений сіткою з негорючого матеріалу з розміром комірок не більше 1 x 1 мм.

14. Під час проведення вогневих робіт у вибухопожежонебезпечних місцях має бути встановлений контроль за станом повітряного середовища шляхом проведення експрес-аналізів із застосуванням газоаналізаторів.

15. Під час перерв у роботі, а також у кінці робочої зміни зварювальну апаратуру необхідно відключати від електромережі, шланги від'єднувати і звільняти від горючих рідин та газів, а у паяльних лампах тиск має бути повністю знижений. Після закінчення робіт усю апаратуру й устаткування слід прибрати в спеціально відведені приміщення (місця).

16. Якщо організуються постійні місця проведення вогневих робіт більше ніж на десяти постах (зварювальні, різальні майстерні), має бути передбачене централізоване електро- та газопостачання.

17. У зварювальній майстерні за наявності не більше десяти зварювальних постів для кожного з них дозволяється мати по одному запасному балону з киснем та горючим газом. Запасні балони повинні бути огорожені щитами з негорючих матеріалів або зберігатися у спеціальних прибудовах до майстерні.

18. Вогневі роботи дозволяється проводити на відстані не ближче 15 м від відчинених отворів фарбувальних та сушильних камер. Місце зварювання слід огороджувати захисним екраном.



## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проведено вибір варіантів головної схеми електричних з'єднань підстанції. Розглядалася типова схема з'єднання, проте, вибрано доопрацювання існуючої схеми, оскільки вона забезпечує надійне постачання споживачів електричною енергією, має помітно менші витрати на силове електроустаткування і капітальне будівництво, досить компактна, а також в цьому випадку максимально використовуються елементи існуючої схеми.
2. Проведено вибір числа, потужності та типу трансформаторів. В результаті розрахунків вибрано силовий трансформатори ТРДЦН-63000/110.
3. Проведено розрахунки струмів КЗ.
4. Проведено вибір основного електроустаткування і струмоведучих частин: шин, струмопроводів, ізоляторів і кабелів; електричних апаратів ВН; вимірювальних ТС і ТН.
5. Проведено вибір РЗ і автоматики.
6. Проведено розрахунок показників надійності електропостачання споживачів. Модернізація не лише збільшить номінальну потужність підстанції, але і збільшить надійність в порівнянні з існуючою схемою.
7. Розглянуто вимірювання та облік електроенергії.
8. Проведено вибір оперативного струму та джерел живлення.
9. Розглянуто власні потреби підстанції.
10. Розглянуто питання регулювання напруги на підстанції.
11. Проведено компонування устаткування ВРП.
12. Проведено розрахунок контуру захисного заземлення.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. 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.
2. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.
3. Конспект лекцій з дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій» для студентів напряму 6.050701 – електротехніка та електротехнології / Укл.: к.т.н., доцент Хмельницький Є.Д. - Дніпродзержинськ: ДДТУ,2014, 104 стор.
4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. 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>.
8. В.Є. Шестеренко. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова Книга, 2004. – 656 с.
  9. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
  10. Бабанін, Н. В., Сисак, І. М., Гапонюк, А. В., & Максимчук, О. М. (2017). Вибір трансформаторів підстанцій за навантажувальною здатністю. Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 89-89.
  11. Купчик, В. О., Сердюк, Т. Т., Головачук, Г. І., Волосинецький, Р. Б., Мовчан, Л. Т., & Сисак, І. М. (2022). Підвищення надійності та пропускну здатності трансформаторних підстанцій. Матеріали XI Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 80-81.
  12. Методичні вказівки до виконання курсової роботи з дисципліни «Релейний захист і автоматика» (для студентів 4 курсу денної і 5 курсу заочної форм навчання за напрямом 6.050701 “Електротехніка та електротехнології” за спеціальністю "Електротехнічні системи електроспоживання") / Харк. нац. акад. міськ. госп-ва; уклад.: Ю. В. Володимиров, Д. В. Рум'янцев. – Х.: ХНАМГ, 2012. - 23 с.
  13. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України, - К., 2017.
  14. Методичні вказівки для написання розділу «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці» в кваліфікаційних роботах здобувачів

освітнього рівня „бакалавр”. Для студентів всіх форм навчання рівень вищої освіти перший ( бакалаврський ) / укл. : О. Я. Гурик , І. Б. Окіпний. – Тернопіль : ТНТУ імені Івана Пулюя, 2021. - 20 с.

15. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: Навч. посіб. – К.: Знання, 2007. – 292 с. – (Вища освіта ХХІ століття).