

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: Підвищення технічної надійності підстанції 110/10 кВ

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

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

	_____ (підпис)	Стефанюк А.Л. (прізвище та ініціали)
Керівник	_____ (підпис)	Сисак І.М. (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	_____ (підпис)	Коваль В.П. (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	_____ (підпис)	Коваль В.П. (прізвище та ініціали)
Рецензент	_____ (підпис)	_____ (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України

Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра

Електричної інженерії

(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В.П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

«__»_____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

студенту

Стефанюка Андрія Леонідовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи

Підвищення технічної надійності підстанції 110/10 кВ

Керівник роботи

Сисак Іван Михайлович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від

«11» жовтня 2024 року № 4/7-988

2. Термін подання студентом завершеної роботи

13 грудня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи

Головна схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

1. Презентація

2.

3.

4.

5.

6.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент

(підпис)

Стефанюк А.Л.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Сисак І.М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Стефанюк А.Л. Підвищення технічної надійності підстанції 110/10 кВ. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. ТНТУ імені Івана Пулюя. ФПТ. Кафедра ЕІ, група ЕТм-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2024.

Стор. – 75; рис. – 11; табл. – 20; креслень - ; джерел - 17; додатків - 0.

Складена розрахункова схема та на її основі запропонована схема заміщення. Проведено розрахунок струмів КЗ. Запропоновані заходи по заміні електроустаткування ПС 110/10 кВ. Проведено вибір принципової схеми РП-110 кВ та РП-10 кВ. Проведено вибір силового електроустаткування на ВН ПС 110/10 кВ, а саме: вибір комутаційної апаратури, вибір ОПН. Проведено вибір силового електроустаткування на НН ПС 110/10 кВ, а саме: вибір комутаційної апаратури, вибір контрольно-вимірювальних приладів, вибір ТС та ТН, вибір схеми власних потреб, вибір ТВП, вибір ОПН, вибір заземляючих дугогасящих реакторів. Розглянуто питання захисту відходящих ліній 10 кВ ПС 110/10 кВ. Проведено розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Проведено розрахунок електричного освітлення ПС 110/10 кВ, саме; розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільчого пристрою ВРП-110 кВ; розрахунок освітлювальної мережі закритого розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ.

Ключові слова: надійність, трансформаторна підстанція, вимикач.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	10
1.1 Головна схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ.....	10
1.2 Основне електроустаткування ПС 110/10 кВ.....	11
1.2.1 Силові трансформатори та ТВП.....	12
1.2.2 Основне комутаційне електроустаткування ПС 110/10 кВ....	12
1.2.3 Прилади обліку електроенергії. Вимірювальне електроустаткування.....	13
1.2.4 Засоби захисту устаткування від комутаційних та атмосферних перенапруг.....	13
1.2.5 Засоби, які використовуються для компенсації ємнісних струмів на ПС 110/10 кВ.....	13
1.3 Оцінка стану електричного устаткування ПС 110/10 кВ.....	14
1.4 Вибір потужності трансформаторів на ПС 110/10 кВ.....	14
1.4.1 Дослідження режимів роботи трансформаторів.....	14
1.4.2 Вибір трансформаторів на ПС 110/10 кВ.....	23
1.5 Постановка задач.....	24
2. РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	25
2.1 Складання розрахункової схеми та схеми заміщення.....	25
2.2 Результати розрахунків струмів КЗ.....	26
2.3 Заходи по заміні електроустаткування ПС 110/10 кВ.....	28
2.3.1 Вибір принципової схеми РП-110 кВ та РП-10 кВ.....	28
2.3.2.Вибір силового електроустаткування на ВН ПС 110/10 кВ....	31
2.3.2.1 Вибір комутаційної апаратури на ВН ПС 110/10 кВ....	32
2.3.2.2 Вибір ОПН.....	37
2.3.3 Вибір силового електроустаткування на НН.....	38
2.3.3.1 Вибір комутаційної апаратури на стороні НН.....	38

2.3.3.2 Вибір контрольно-вимірювальних приладів на НН.....	40
2.3.3.3 Вибір ТС та ТН.....	40
2.3.3.4 Вибір схеми власних потреб ПС 110/10 кВ. Вибір трансформаторів власних потреб.....	43
2.3.3.5 Вибір ОПН на НН.....	46
2.3.3.6 Вибір ЗДР.....	46
2.4 Висновки до розділу.....	47
3. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	48
3.1 Захист відходящих ліній 10 кВ ПС 110/10 кВ.....	48
3.2 РЗ силового трансформатора.....	56
3.3 Електричне освітлення ПС 110/10 кВ.....	58
3.3.1 Розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільчого пристрою ВРП-110 кВ.....	58
3.3.2 Розрахунок освітлювальної мережі закритого розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ.....	61
3.4 Висновки до розділу.....	64
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	65
4.1 Особливості організації праці на підстанції 110/10 кВ.....	65
4.2 Оцінка стійкості роботи сучасних технічних комплексів оснащених системами автоматизованого управління до впливу вражаючих факторів зброї масового ураження.....	67
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	72
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	73

ВСТУП

Актуальність теми. Підвищення технічної надійності підстанції - це процес забезпечення її безперебійної та ефективної роботи з мінімальними ризиками відмов або аварійних ситуацій. Це важливий аспект в енергетичній інфраструктурі, особливо в даний час при постійних ракетних атаках країни-агресора росії, оскільки підстанції є ключовими елементами для трансформації і передачі електричної енергії [1].

Щоб забезпечити високу надійність трансформаторної підстанції, необхідно враховувати ряд факторів та впроваджувати відповідні заходи.

Перше, що потрібно відмітити – це оцінка стану електрообладнання [5]. Потрібно проводити регулярний моніторинг та діагностику електрообладнання (в тому числі стану трансформаторів, розподільних пристроїв, захисту та автоматизації) з використанням сучасних технологій. Це допоможе вчасно виявити несправності. Також потрібно проводити інспекції та тестування. Проведення періодичних перевірок із заміром параметрів роботи електрообладнання, таких як температура, вібрація, напруга, сила струму є обов'язковими.

По друге, потрібно проводити модернізацію обладнання. До цього пункту можна віднести заміну застарілих елементів - встановлення більш сучасних технологій та компонентів. Також потрібно проводити вдосконалення захисту - встановлювати більш надійні захисні пристрої, що дозволяють оперативно реагувати на надзвичайні ситуації (перевантаження, короткі замикання). Важливим аспектом є автоматизація - впровадження систем автоматичного регулювання та управління, що дозволяють знижувати людський фактор та оперативно реагувати на зміни в стані трансформаторної підстанції.

Також потрібно запобігати аваріям. Це можна досягти за рахунок надійної системи живлення - використання резервних джерел живлення для забезпечення стабільної роботи трансформаторної підстанції в разі відмови одного з джерел живлення [1, 2, 3]. Потрібно налагоджувати зв'язок з іншими

трансформаторними підстанціями за рахунок створення можливості для швидкого переключення на резервні лінії або трансформаторні підстанції у випадку неполадок. Також потрібно підвищувати енергоефективність - оптимізовувати процеси управління енергоспоживанням, що зменшує навантаження на обладнання та знижує ймовірність його відмови.

Важливим пунктом є впровадження новітніх технологій. Це може бути встановлення інтелектуальних систем - систем, що дозволяють здійснювати попередження про можливі аварії та прогнозувати збої в роботі за допомогою аналізу даних в реальному часі.

Потрібно не забувати про підготовку персоналу. Навчання і тренування забезпечують постійне підвищення кваліфікації персоналу трансформаторної підстанції для забезпечення високого рівня реагування на надзвичайні ситуації та швидкої ліквідації несправностей. Симуляції аварійних ситуацій за допомогою різного роду тренажерів забезпечують проведення тренувань для оперативного реагування на можливі аварії.

Ремонт і обслуговування також підвищують технічну надійність підстанції. Це досягається за рахунок прогнозованого технічного обслуговування - складання графіків регулярного обслуговування та ремонту для усунення можливих дефектів на ранніх етапах; ремонту після аварій - розробки плану швидкого реагування для відновлення роботи трансформаторної підстанції після аварій.

Важливим є аналіз та планування. Для прикладу, аналіз відмов дає змогу вивчити причини і наслідки попередніх відмов або аварій на трансформаторній підстанції для того, щоб уникнути їх у майбутньому. Оцінка технічних і фінансових ризиків для кожного елемента трансформаторної підстанції з метою визначення пріоритетів для інвестицій у надійність також є важливим пунктом.

Потрібно відмітити питання управління навантаженням. Балансування навантажень за рахунок розподілу навантаження між різними лініями та трансформаторами для уникнення перевантаження окремих елементів є важливим [4].

Підвищення технічної надійності підстанції дозволяє забезпечити стабільну і безперервну роботу електричної мережі, що є критично важливим для енергетичної інфраструктури.

Тому, задача підвищення технічної надійності підстанції 110/10 кВ є актуальною [6].

Мета і завдання роботи Метою роботи є підвищення технічної надійності підстанції 110/10 кВ.

Завдання:

1. Скласти розрахункову схему та на її основі запропонувати схему заміщення. Провести розрахунок струмів КЗ;
2. Запропонувати заходи по заміні електроустаткування ПС 110/10 кВ;
3. Провести вибір принципової схеми РП-110 кВ та РП-10 кВ;
4. Провести вибір силового електроустаткування на ВН ПС 110/10 кВ, а саме: вибір комутаційної апаратури, вибір ОПН;
5. Провести вибір силового електроустаткування на НН ПС 110/10 кВ, а саме: вибір комутаційної апаратури, вибір контрольно-вимірювальних приладів, вибір ТС та ТН, вибір схеми власних потреб, вибір ТВП, вибір ОПН, вибір заземляючих дугогасящих реакторів.
6. Розглянути питання захисту відходящих ліній 10 кВ ПС 110/10 кВ;
7. Провести розрахунок релейного захисту силового трансформатора;
8. Провести розрахунок електричного освітлення ПС 110/10 кВ, саме; розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільчого пристрою ВРП-110 кВ; розрахунок освітлювальної мережі закритого розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ.

Об'єкт дослідження – системи розподілення електричної енергії.

Предмет дослідження – засоби та заходи забезпечення надійності понижувальних підстанцій розподілення електричної енергії.

Наукова новизна отриманих результатів. Отримано подальший розвиток впровадження засобів підвищення надійності понижувальних підстанцій.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані технічні рішення дозволять забезпечити необхідну надійність при змінах перетоків потужності

Апробація результатів. Результати Стефанюка Андрія Леонідовича за темою кваліфікаційної роботи «Підвищення технічної надійності підстанції 110/10 кВ» були представлені на XIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів “Актуальні задачі сучасних технологій” (11-12 грудня 2024 року), м. Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, переліку посилань (17 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 75 сторінок, 20 таблиць, 11 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

Актуальність даної роботи полягає в реконструкції ПС 110/10 кВ. Результатом даної реконструкції буде покращення технічного стану даної ПС 110/10 кВ. Потрібно відмітити:

- Схеми електричних з'єднань ПС 110/10 кВ;
- Фізичному зносу електричного обладнання ПС 110/10 кВ;
- Впровадження релейного захисту.

1.1 Головна схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ

Підстанція 110/10 кВ включає ВРП-110 кВ та РП-10 кВ, два силові трансформатори ТДН-10000/110/10. Живлення ПС 110/10 кВ здійснюється по двох повітряних лініях.

На рис. 1.1 зображена принципова схема ПС 110/10 кВ. В ВРП 110 кВ ПС 110/10 кВ використана схема мосту із двома секційними роз'єднувачами у перемичці та роз'єднувачами у колах силових трансформаторів [7, 8]. При цьому, секційні роз'єднувачі QS3 та QS4 знаходяться відключеними в нормальному режимі роботи ПС.

На НН ПС 110/10 кВ використана стандартна схема 10-5 [7, 8]. В нормальному режимі роботи ПС секційний вимикач Q3 має бути відключеним. В схемі наявне АВР. Під час аварії (це може бути відключення силового трансформатора чи лінії живлення) секційний вимикач Q3 включається автоматично.

В графічній частині кваліфікаційної роботи магістра представлена діюча головна схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ.

ПС 110/10 кВ використовується для електропостачання трамвайного управління, дитячої лікарні та відповідно міста.

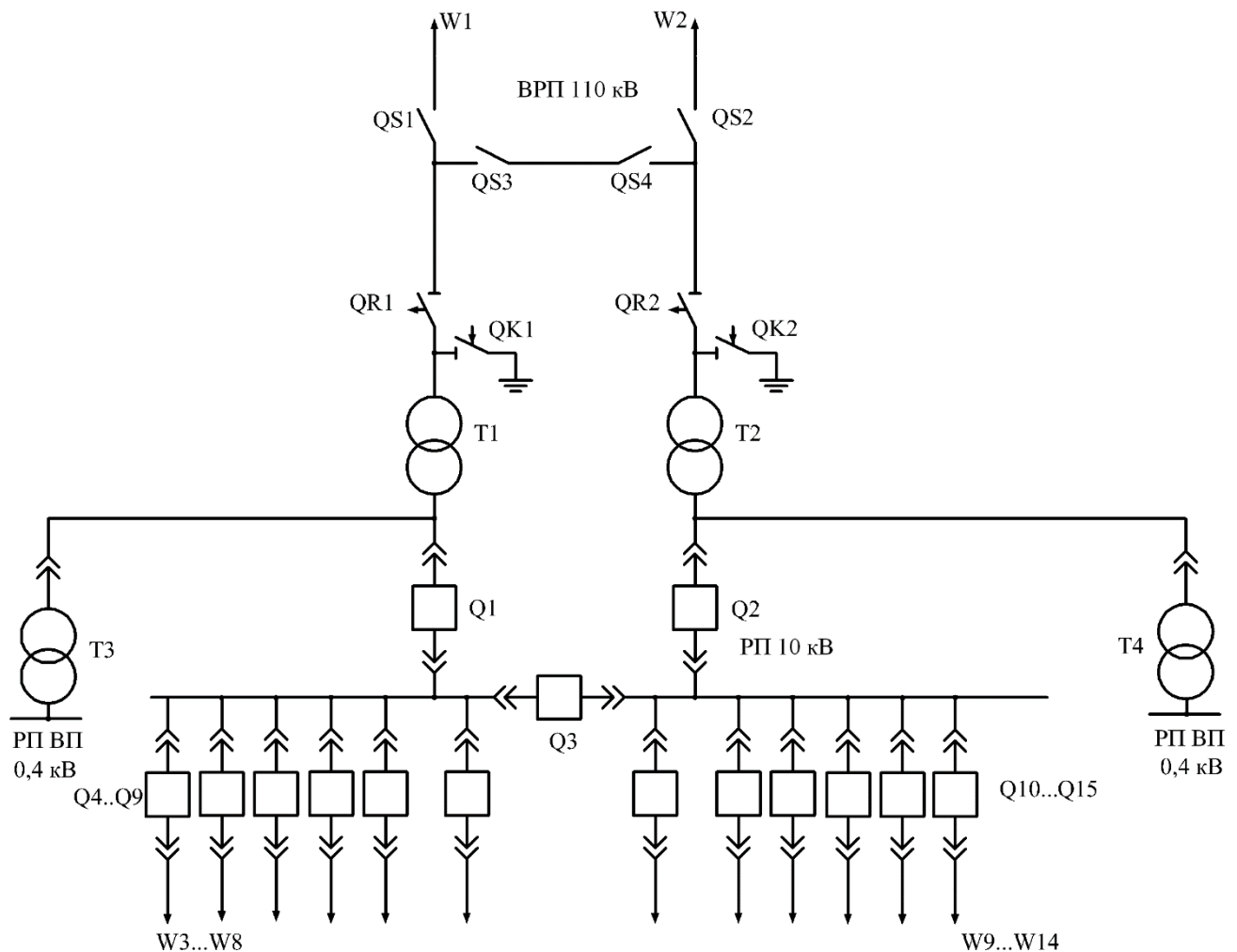


Рисунок 1.1 - Спрощена принципова схема ПС 110/10 кВ

Майже усі споживачі, які живляться від ПС 110/10 кВ відносяться до I категорії по надійності електропостачання [4, 8, 10, 11, 12].

Отже, схема ПС 110/10 кВ задовольняє необхідні вимоги надійності, що пред'являються до неї, оскільки забезпечує надійне електропостачання електроспоживачів, що до неї підключені.

1.2 Основне електроустаткування ПС 110/10 кВ

ПС 110/10 кВ спроектована з використанням КТП із блоків заводського виконання.

Територія ПС 110/10 кВ захищена парканом із сітки.

Як було відмічено раніше, ПС 110/10 кВ складається із ВРП-110 кВ і РП-10 кВ.

ВРП-110 кВ виконано із вмонтованим електроустаткуванням. Всі електричні апарати ВРП-110 кВ розташовуються на залізобетонних підставках. Наявні проїзди по території ВРП-110 кВ для того, щоб була можливість проводити монтаж та ремонт електроустаткування.

Збірні шини у ВРП 110 кВ виконуються із гнучких дротів АС-120. Із допомогою підвісних ізоляторів відбувається кріплення шин на порталах.

Під силовими трансформатором наявний маслоприймач.

РП-10 кВ комплектується шафами типу *КРП2–10*. Дані шафи *КРП2–10* складаються із шинних мостів та шаф броньованого типу

Масляний вимикач серії *ВМПП* встановлюється на елементі викочування. Також встановлені трансформатори струму та трансформатори напруги, розрядники, секційні роз'єднувачі.

1.2.1 Силові трансформатори та ТВП

На ПС 110/10 кВ встановлено 2 двообмоткові силові трансформатори: *T1* та *T2* типу *ТДН–10000/110/10*.

Потужність споживачів власних потреб ПС 110/10 кВ являється невеликою. Це дає можливість приєднатися до електричної мережі 380/220 В з використанням понижувальних силових трансформаторів *T3* та *T4* типу *ТМ–63/10/0,4*. ТВП під'єднані до введів силових трансформаторів *T1* і *T2* та захищені з використанням запобіжниками типу *ПКТ–10/30*.

1.2.2 Основне комутаційне електроустаткування ПС 110/10 кВ.

Основними апаратами комутації у ВРП-110 кВ є віддільники, роз'єднувачі та короткозамикачі.

На ПС 110/10 кВ використовуються роз'єднувачі типу *РНДЗ–2–110*.

На ПС 110/10 кВ встановлені заземлювачі типу *ЗОН–110*.

В *КРП–10 кВ* встановлені вимикачі типу *ВМПП–10*.

1.2.3 Прилади обліку електроенергії. Вимірювальне електроустаткування.

На вводах трансформаторів на ВН 110 кВ встановлені ТС типу *ТВТ–110*, на НН 10 кВ - *ТПОЛ–10*. Крім того, на НН встановлені ТС типу *ТПЛ–10*.

В ЗРП-10 кВ встановлений ТН типу *НТМІ–10*.

Контрольно-вимірювальні прилади здійснюють контроль за режимами роботи устаткування на ПС 110/10 кВ. До контрольно-вимірювальних приладів відносяться: амперметри, вольтметри, лічильники активної енергії *САЗУ–І675М*, лічильники реактивної енергії *СР4У–І673М*.

1.2.4 Засоби захисту устаткування від комутаційних та атмосферних перенапруг.

Стержневі та тросові громовідводи захищають ПС 110/10 кВ від прямих ударів блискавок.

Всі установки ПС 110/10 кВ захищаються вентильними розрядниками. Цей захист здійснюється від максимально можливих внутрішніх перенапруг та від грозових перенапруг. У колах трансформаторів *Т1* та *Т2* встановлені *РВС–110*. У нейтралях силових трансформаторів *Т1* та *Т2* встановлені *РВС–35+15*. На збірних шинах 10 кВ встановлені *РВО–10*.

1.2.5 Засоби, які використовуються для компенсації ємнісних струмів на ПС 110/10 кВ.

На ПС 110/10 використовується дугогасильна котушка типу *РЗДПОМ–480/10*. Дана котушка має плавне регулюванням струму, вона включена у нейтраль силового трансформатора *ТМ–400/10/0,4* із схемою з'єднань обвиток *Y–/Δ*.

1.3 Оцінка стану електричного устаткування ПС 110/10 кВ.

Силові трансформатори ПС 110/10 кВ та ТВП підлягають заміні. Це саме стосується комутаційного устаткування та вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

1.4 Вибір потужності трансформаторів на ПС 110/10 кВ

Для одержання наочних та точних результатів для дослідження використаємо режими навантаження за останні три роки.

1.4.1 Дослідження режимів роботи трансформаторів

Для того щоб можна було простежити зміну навантаження на ПС 110/10 кВ проведено аналіз замірів за 2021, 2022, 2023 роки на вводах напругою 10 кВ силових трансформаторів $T1$ і $T2$. У таблицях 1.1 і 1.2 представлені результати замірів по відповідних вводах.

На підставі цих таблиць 1.1 і 1.2 побудуємо графіки зміни навантажень впродовж доби протягом 2021, 2022, 2023 років. Проаналізуємо дані таблиці 1.1 і 1.2. Отримані графіки представлені на рис. 1.2 і 1.3.

З графіків можна зробити висновок, що навантаження за 2021, 2022, 2023 роки практично не змінилося. Тільки у 2021 році на силовому трансформаторі $T2$ можна побачити невелике зменшення споживання потужності. Дане зменшення можна обґрунтувати спадом виробництва. Потрібно відмітити, що цей спад був не тривалим.

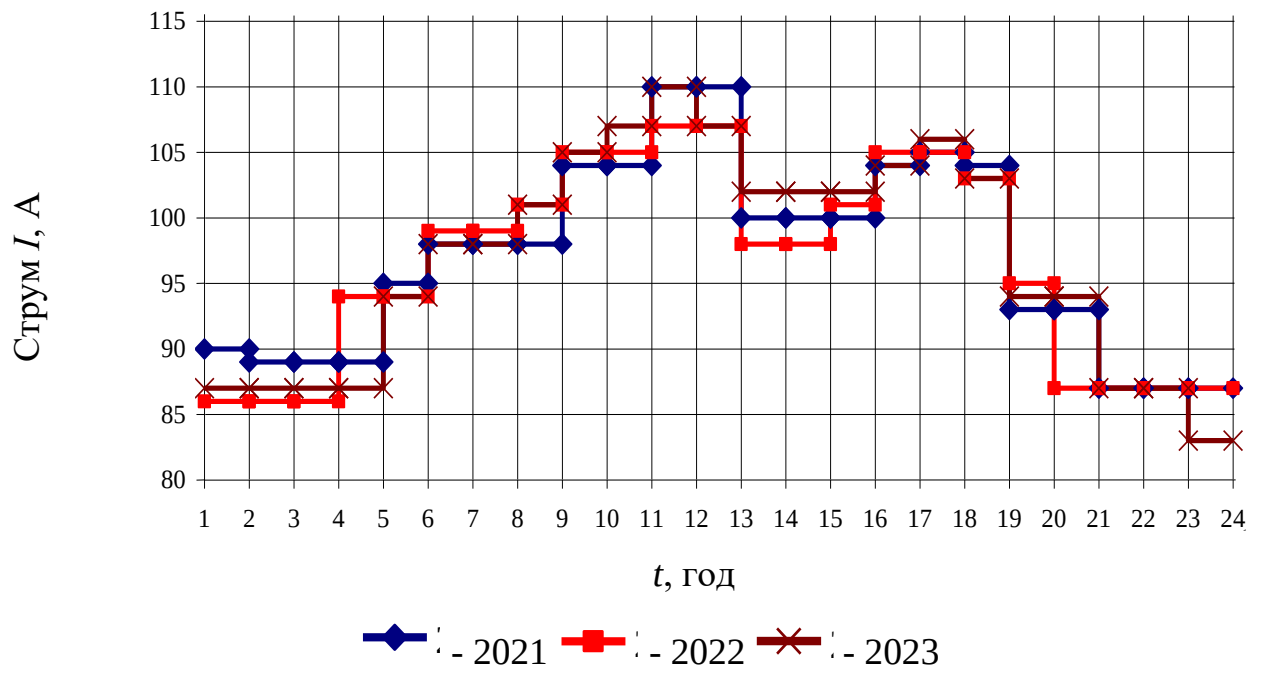


Рисунок 1.2 - Динаміка зміни навантаження на ПС 110/10 кВ для силового трансформатора $T1$

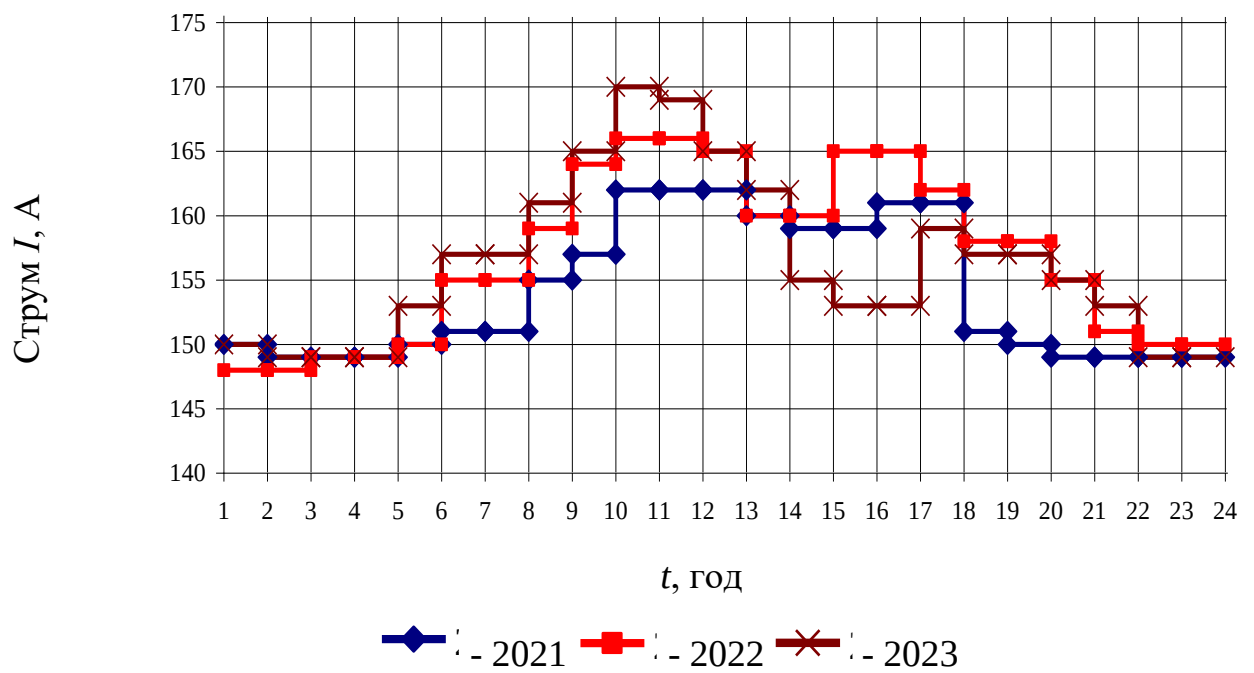


Рисунок 1.3 - Динаміка зміни навантаження на ПС 110/10 кВ для силового трансформатора $T2$

Таблиця 1.1 - Результати замірів навантажень на ПС 110/10 кВ на НН за 2021, 2022, 20230 роки для силового трансформатора Т1

Години добі, год	Навантаження, А		
	2021 рік	2022 рік	2023 рік
1-ша	88	84	85
2-га	87	84	85
3-тя	87	84	85
4-та	87	92	85
5-тя	93	92	92
6-та	96	97	96
7-ма	96	97	96
8-ма	96	99	99
9-та	102	103	103
10-та	102	103	105
11-та	108	105	108
12-та	108	105	105
13-та	98	96	100
14-та	98	96	100
15-та	98	99	100
16-та	102	103	102
17-та	103	103	104
18-та	104	104	105
19-та	102	101	101
20-та	91	93	92
21-ша	91	85	92
22-га	85	85	85
23-тя	85	85	85
24-та	85	85	81

Таблиця 1.2 - Результати замірів навантажень на ПС 110/10 кВ на НН за 2021, 2022, 2023 роки для силового трансформатора Т2

Години доби, год	Навантаження, А		
	2021 рік	2022 рік	2023 рік
1-ша	148	146	148
2-га	147	146	147
3-тя	147	147	147
4-та	147	147	147
5-та	148	148	151
6-та	149	153	155
7-ма	149	153	155
8-ма	153	157	159
9-та	155	162	163
10-та	160	164	168
11-та	160	164	167
12-та	160	163	163
13-та	158	158	160
14-та	157	158	153
15-та	157	163	151
16-та	159	163	151
17-та	159	160	157
18-та	155	160	157
19-та	149	156	155
20-та	148	156	155
21-ша	147	153	153
22-га	147	149	151
23-тя	147	148	147
24-та	147	148	147

Отже, режими роботи силових трансформаторів $T1$ та $T2$ є стабільними.

На основі даних таблиць 1.1 та 1.2 знайдемо значення потужностей, які протікають через силові трансформатори $T1$ та $T2$. Значення шуканих потужностей знаходимо за формулою:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$$

Слідуючим етапом є розрахунок коефіцієнтів завантаження силових трансформаторів $T1$ та $T2$ за формулою [4, 9, 10, 11, 17]:

$$K_3 = \frac{S}{S_{\text{нм}}}$$

Для прикладу, для першої години ночі, потужність, яка споживається на стороні НН ПС 110/10 кВ у 2023 році для силового трансформатора $T1$ складає:

$$S_{m1} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 87 = 1506,88 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для силового трансформатора $T2$:

$$S_{m1} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 150 = 2598,08 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Коефіцієнт завантаження для силового трансформатора $T1$ буде становити:

$$K_3 = \frac{1506,88}{10000} = 0,15.$$

Для силового трансформатора $T2$:

$$K_3 = \frac{2598,08}{10000} = 0,26.$$

Подальший розрахунок проводимо аналогічно та представимо у табличному варіанті.

За отриманими даними побудуємо графіки залежності коефіцієнта завантаження силового трансформатора та потужності від часу доби. Отримані графіки представлені в графічній частині кваліфікаційної роботи магістра. Окремо винесемо графік залежності коефіцієнта завантаження від часу доби за 2023 рік для силових трансформатора $T1$ та $T2$.

Таблиця 1.3 - Результати розрахунку потужностей на ПС 110/10 кВ на НН
за 2021, 2022, 2023 роки для силового трансформатора Т1

Години доби, год	Потужність, $\text{кВ}\cdot\text{А}$		
	2021 рік	2022 рік	2023 рік
1-ша	1558,00	1489,00	1506,00
2-га	1541,00	1489,00	1506,00
3-тя	1541,00	1489,00	1506,00
4-та	1541,00	1628,00	1506,00
5-та	1645,00	1628,00	1628,00
6-та	1697,00	1714,00	1697,00
7-ма	1697,00	1714,00	1697,00
8-ма	1697,00	1749,00	1749,00
9-та	1801,00	1818,00	1818,00
10-та	1801,00	1818,00	1853,00
11-та	1905,00	1853,00	1905,00
12-та	1905,00	1853,00	1853,00
13-та	1732,00	1697,00	1766,00
14-та	1732,00	1697,00	1766,00
15-та	1732,00	1749,00	1766,00
16-та	1801,00	1818,00	1801,00
17-та	1818,00	1818,00	1835,00
18-та	1835,00	1835,00	1853,00
19-та	1801,00	1784,00	1784,00
20-та	1610,00	1645,00	1628,00
21-ша	1610,00	1506,00	1628,00
22-га	1506,00	1506,00	1506,00
23-тя	1506,00	1506,00	1506,00
24-та	1506,00	1506,00	1437,00

Таблиця 1.4 - Результати розрахунку потужностей на ПС 110/10 кВ на НН
за 2021, 2022, 2023 роки для силового трансформатора Т2

Години доби, год	Потужність, $\text{кВ}\cdot\text{А}$		
	2021 рік	2022 рік	2023 рік
1-ша	2598,00	2563,00	2598,00
2-га	2580,00	2563,00	2580,00
3-тя	2580,00	2580,00	2580,00
4-та	2580,00	2580,00	2580,00
5-та	2598,00	2598,00	2650,00
6-та	2615,00	2684,00	2719,00
7-ма	2615,00	2684,00	2719,00
8-ма	2684,00	2753,00	2788,00
9-та	2719,00	2840,00	2857,00
10-та	2805,00	2875,00	2944,00
11-та	2805,00	2875,00	2927,00
12-та	2805,00	2857,00	2857,00
13-та	2771,00	2771,00	2805,00
14-та	2753,00	2771,00	2684,00
15-та	2753,00	2857,00	2650,00
16-та	2788,00	2857,00	2650,00
17-та	2788,00	2805,00	2753,00
18-та	2719,00	2805,00	2753,00
19-та	2615,00	2736,00	2719,00
20-та	2598,00	2736,00	2719,00
21-ша	2580,00	2684,00	2684,00
22-га	2580,00	2615,00	2650,00
23-тя	2580,00	2598,00	2580,00
24-та	2580,00	2598,00	2580,00

Таблиця 1.5 - Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження на ПС
110/10 кВ на НН за 2021, 202, 2023 роки для силового трансформатора Т1

Години доби, год	Коефіцієнт завантаження		
	2021 рік	2022 рік	2023 рік
1-ша	0,15	0,14	0,14
2-га	0,14	0,14	0,14
3-тя	0,14	0,14	0,14
4-та	0,14	0,15	0,14
5-та	0,15	0,15	0,15
6-та	0,16	0,16	0,16
7-ма	0,16	0,16	0,16
8-ма	0,17	0,17	0,17
9-та	0,17	0,17	0,18
10-та	0,18	0,18	0,18
11-та	0,18	0,18	0,18
12-та	0,16	0,16	0,17
13-та	0,16	0,16	0,17
14-та	0,16	0,16	0,17
15-та	0,17	0,17	0,17
16-та	0,19	0,17	0,17
17-та	0,17	0,17	0,18
18-та	0,17	0,17	0,18
19-та	0,15	0,15	0,15
20-та	0,15	0,14	0,15
21-ша	0,14	0,14	0,14
22-га	0,15	0,14	0,14
23-тя	0,14	0,14	0,13
24-та	0,16	0,16	0,16

Таблиця 1.6 - Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження на ПС 110/10 кВ на НН за 2021, 2022, 2023 роки для силового трансформатора Т2

Години доби, год	Коефіцієнт завантаження		
	2021 рік	2022 рік	2023 рік
1-ша	0,25	0,25	0,25
2-га	0,25	0,25	0,25
3-тя	0,25	0,25	0,25
4-та	0,25	0,25	0,25
5-та	0,25	0,25	0,26
6-та	0,25	0,26	0,26
7-ма	0,25	0,26	0,26
8-ма	0,26	0,27	0,27
9-та	0,26	0,27	0,28
10-та	0,27	0,28	0,28
11-та	0,27	0,28	0,28
12-та	0,27	0,28	0,28
13-та	0,27	0,27	0,27
14-та	0,27	0,27	0,26
15-та	0,27	0,28	0,26
16-та	0,27	0,28	0,26
17-та	0,27	0,27	0,27
18-та	0,26	0,27	0,27
19-та	0,25	0,26	0,26
20-та	0,25	0,26	0,26
21-ша	0,25	0,26	0,26
22-га	0,25	0,25	0,26
23-тя	0,25	0,25	0,25
24-та	0,25	0,25	0,25

1.4.2 Вибір трансформаторів на ПС 110/10 кВ

Так як на ПС 110/10 кВ наявний споживач першої категорії по надійності електропостачання, то потрібно встановлювати два силових трансформатори.

Потужність силових трансформаторів [4, 9, 10, 11]:

$$S_{розр} = \frac{S_{нб}}{K_{ав} \cdot (n-1)}$$

Вибір потужності силових трансформаторів на ПС 110/10 кВ перевіряється за умовами роботи цих силових трансформаторів у нормальному та аварійному режимі.

Коефіцієнт завантаження силового трансформатора для нормального режиму:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{нб}}{2 \cdot S_m} \leq 0,7$$

Для післяаварійного режиму, при допустимому перевантаженні на 40%, коефіцієнт завантаження силового трансформатора має задовольняти наступну умову:

$$K_3^{ав} = \frac{S_{нб}}{S_m} \leq 1,4$$

Навантаження ПС 110/10 кВ у найгіршому режимі становить:

$$S_{нб} = 1905,26 + 2944,49 = 4849,75 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Розрахункова потужність силових трансформаторів:

$$S_{розр} = \frac{4849,75}{1,4 \cdot (2-1)} = 3464,11 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Вибрано силовий трансформатор із потужністю 4000 кВ·А.

Коефіцієнт завантаження силового трансформатора у нормальному режимі становить:

$$K_3^{норм} = \frac{4849,75}{2 \cdot 4000} = 0,61$$

Коефіцієнт завантаження силового трансформатора у післяаварійному режимі становить:

$$K_3^{as} = \frac{4849,75}{4000} = 1,21$$

Приймаємо 2 силові трансформатори типу *ТМН* – 4000/110/10.

1.5 Постановка задач

1. Скласти розрахункову схему та на її основі запропонувати схему заміщення. Провести розрахунок струмів КЗ;
2. Запропонувати заходи по заміні електроустаткування ПС 110/10 кВ;
3. Провести вибір принципової схеми РП-110 кВ та РП-10 кВ;
4. Провести вибір силового електроустаткування на ВН ПС 110/10 кВ, а саме: вибір комутаційної апаратури, вибір ОПН;
5. Провести вибір силового електроустаткування на НН ПС 110/10 кВ, а саме: вибір комутаційної апаратури, вибір контрольно-вимірювальних приладів, вибір ТС та ТН, вибір схеми власних потреб, вибір ТВП, вибір ОПН, вибір заземляючих дугогасящих реакторів.
6. Розглянути питання захисту відходящих ліній 10 кВ ПС 110/10 кВ;
7. Провести розрахунок релейного захисту силового трансформатора;
8. Провести розрахунок електричного освітлення ПС 110/10 кВ, саме; розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільчого пристрою ВРП-110 кВ; розрахунок освітлювальної мережі закритого розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

Розрахунок струмів КЗ здійснюється для подальшого вибору та здійснення перевірки електроустаткування.

2.1 Складання розрахункової схеми та схеми заміщення

Точки КЗ потрібно намічати у місцях системи, де умови для вибраних апаратів були б найбільш важкими. Цими точками системи є збірні шини.

В схему заміщення елементи мережі (система, трансформатор, лінія електропередач) входять своїми індуктивними опорами. Як правило, силові трансформатори на понижуючих ПС повинні працювати на шини НН окремо. Схема заміщення представлена на рис. 2.1.

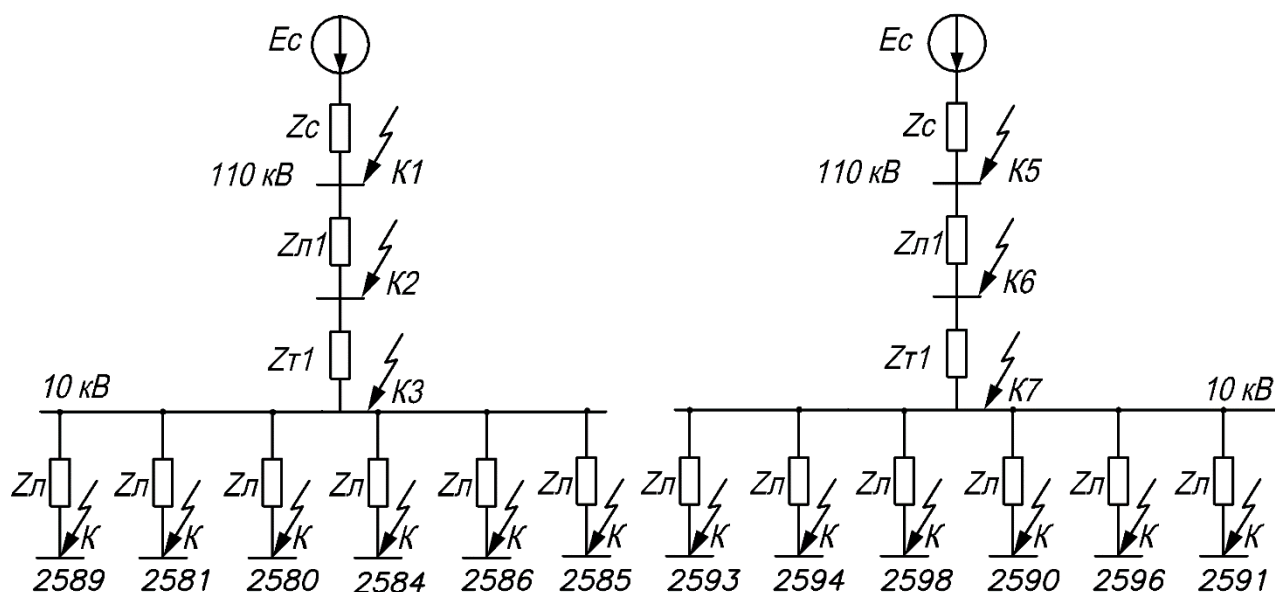


Рисунок 2.1 - Схема заміщення ЕМ для розрахунку струму КЗ

Точки КЗ: $K1$, $K2$, $K5$, $K6$ - на шинах ВН ПС 110 кВ; $K3$, $K7$ - на шинах НН 10 кВ.

Струми КЗ знаходяться за формулою:

$$I_K = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_K}$$

Знайдемо ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_K$$

Вводимо систему у розрахунок джерелом електрорушійної сили нескінченній потужності із наступними параметрами:

$$U_{c*} = 1 = \text{const}, S_{KC} = \infty, X_c = 0, R_c = 0$$

Вводимо систему у розрахунок джерелом електрорушійної сили:
 $U_{c*} \neq 1, X_c \neq 0$.

Опір системи у даному випадку:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{KC}}$$

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{KC}}$$

Опір силових трансформаторів:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_{H.T}},$$

Опір лінії електропередач:

$$X_L = X_0 \cdot L.$$

2.2 Результати розрахунків струмів КЗ

Результати розрахунків струмів КЗ наведено у табличній формі – таблиця 2.1, таблиця 2.2 та таблиця 2.3.

Таблиця 2.1 - Результати розрахунків струмів КЗ ПС 110/10 кВ у максимальному режимі роботи (після проведеної реконструкції).

Струм	Точка КЗ					
	$K1$	$K2$	$K3$	$K5$	$K6$	$K7$
$I_k, \text{кА}$	8,532	7,422	2,035	7,752	6,838	2,031
k_y	1,70	1,70	1,35	1,70	1,70	1,35
$i_y, \text{кА}$	20,74	18,04	3,93	18,84	16,62	3,92

Таблиця 2.2 - Результати розрахунків струмів КЗ ПС 110/10 кВ у мінімальному режимі роботи (після проведеної реконструкції)

Струм	Точка КЗ					
	$K1$	$K2$	$K3$	$K5$	$K6$	$K7$
$I_k, \text{кА}$	6,606	5,917	2,022	6,279	5,659	2,020
k_y	1,70	1,70	1,35	1,70	1,70	1,35
$i_y, \text{кА}$	16,06	14,38	3,90	15,26	13,75	3,90

Таблиця 2.3 - Результати розрахунків струмів КЗ для відходящих ліній.

Назва лінії	Точка КЗ	
	Максимальний режим роботи	Мінімальний режим роботи
2770	1183	1179
2769	1109	1105
2768	1713	1704
2772	1246	1241
2771	1774	1764
2884	1227	1223
2882	1343	1338
2887	1946	1935
2886	1109	1106
2885	1179	1176
2883	1278	1274
2881	1377	1372

2.3 Заходи по заміні електроустаткування ПС110/10 кВ

ПС 110/10 кВ оснащена застарілим електроустаткуванням. Дане устаткування підлягає терміновій заміні. Також потрібно відмітити необхідність реконструкції РП-110 кВ та РП-10 кВ. Це підвищить надійність електропостачання.

2.3.1 Вибір принципової схеми РП-110 кВ та РП-10 кВ.

Існуюча схема (місток із роз'єднувачем у перемичці та віддільниками у колах силових трансформаторів) є простою [7]. Схема не може забезпечити надійності живлення електроспоживачів. Під час реконструкції ПС 110/10 кВ буде застосована схема містка із вимикачами у колах силових трансформаторів. Отже, потрібно замінити віддільники та короткозамикачі на вимикачі.

На рисунку 2.2 зображена вибрана схема РП на ВН.

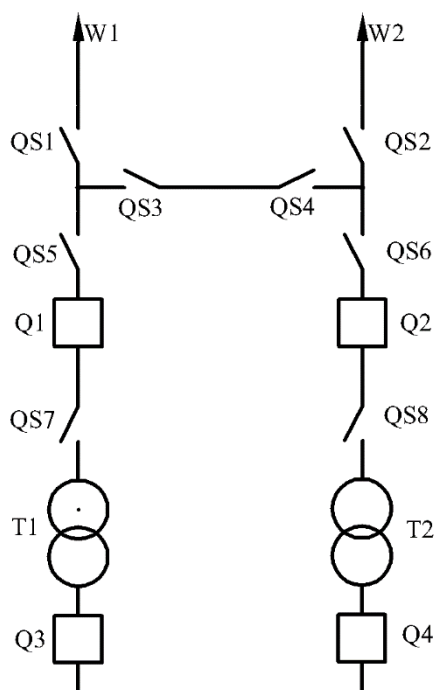


Рисунок 2.2 - Спрощена принципова схема РП-110 кВ

На НН залишається стара схема з'єднань - одна одинока, секціонована вимикачем система шин [7, 8, 11]. Дана схема відповідає всім необхідним вимогам [8, 11]. В даній схемі буде замінено вимикачі на більш сучасніші.

Схема одна одинока, секціонована вимикачем система шин показана на рисунку 2.4. Схема працює класично [8, 11].

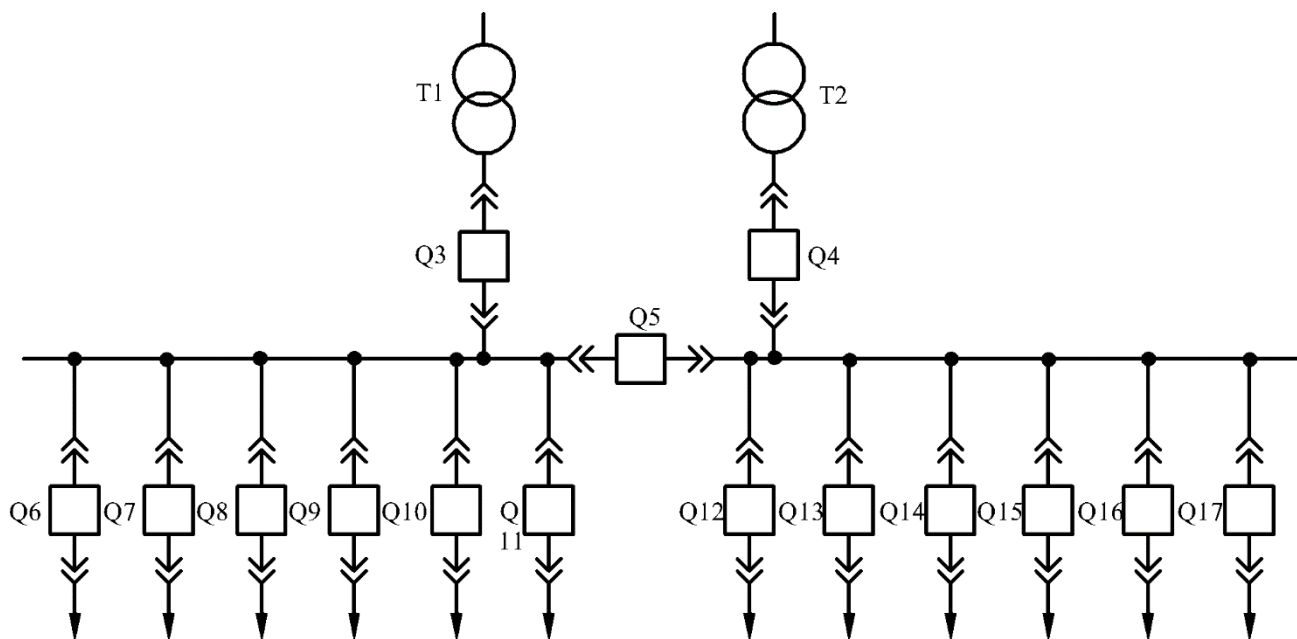


Рисунок 2.4 - Спрощена принципова схема РП-10 кВ

На рисунку 2.5 зображена детальна схема РП-10 кВ ПС 110/10 кВ.

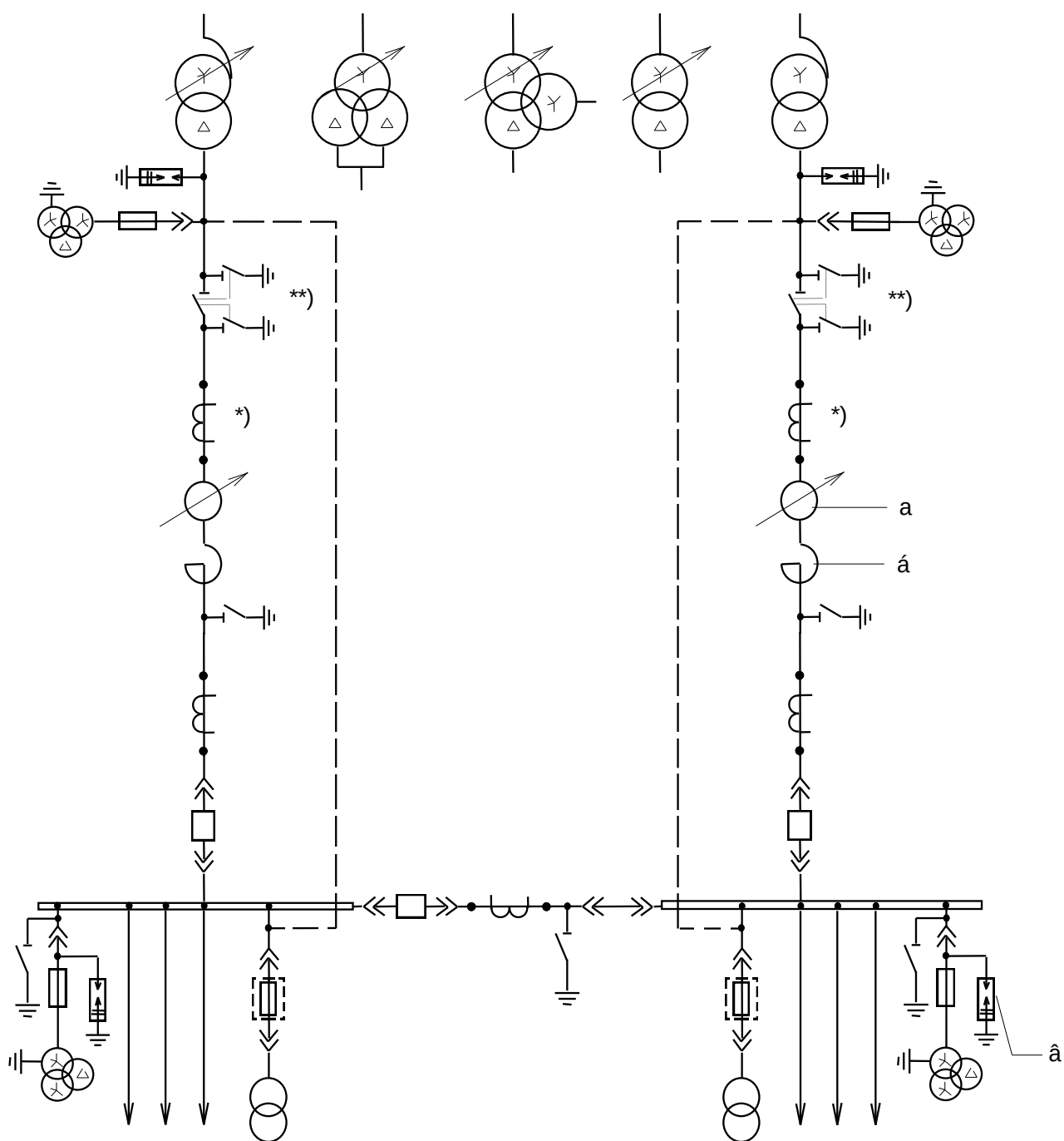


Рисунок 2.5 - Детальна схема РП-10 кВ ПС 110/10 кВ.

2.3.2 Вибір силового електроустаткування на ВН ПС 110/10 кВ.

На ВН ПС 110 кВ потрібно вибрати засоби захисту від перенапруг та комутаційну апаратуру.

2.3.2.1 Вибір комутаційної апаратури на ВН ПС 110/10 кВ.

Вибір вимикачів проводять по наступним параметрам:

– по напрузі електричної установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

– по тривалому розрахунковому струму із урахуванням можливих тривалих перевантажень основного електроустаткування:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}.$$

Умова для перевірки на електродинамічну стійкість

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}};$$

$$i_y \leq I_{\text{м дин}}$$

Умова для перевірки на термічну стійкість :

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$$

Величину термічного імпульсу визначають за виразом:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a),$$

Час відключення короткого замикання :

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{вик}}$$

Умова для перевірки на симетричний струм відключення :

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{відкл}}$$

Умова перевірки на можливість відключення аперіодичної складової струму короткого замикання $i_{a\tau}$:

$$\beta \leq \beta_{\text{ном}}$$

Вміст аперіодичної складової струму короткого замикання у струмі :

$$\beta = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}}$$

Значення аперіодичної складової струму короткого замикання :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$\tau = t_{з.мін} + t_{св}$$

Вибір роз'єднувачів:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$I_{макс} \leq I_{ном}.$$

У режимі КЗ аналогічно вимикачам перевіряються на термічну та електродинамічну стійкість.

Проведемо вибір вимикача на ВН.

Вимикач Q1 вибирається по тривалому розрахунковому струму з урахуванням можливих тривалих перевантажень силового трансформатора T1 при відключенні силового трансформатора T2. Струм в максимальному режимі :

$$I_{макс} = \frac{S_{н.т1} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 29,39 A$$

Вибираємо елегазовий вимикач типу LTB – 145 D1 із номінальним струмом 2000 A.

$$110 кВ \leq 145 кВ - \text{умова виконується.}$$

$$29,39 A \leq 2000 A - \text{умова виконується також.}$$

Здійснимо перевірку вимикача на електродинамічну стійкість.

$$7424 A \leq 40000 A - \text{умова виконується.}$$

$$18,055 кА \leq 65 кА - \text{умова виконується також.}$$

Здійснимо перевірку вимикача на термічну стійкість.

Значення термічного імпульсу:

$$B_k = 7,42^2 \cdot (0,1 + 0,035 + 0,02) = 8,53 кА^2 \cdot с$$

$$8,53 \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 кА^2 \cdot с - \text{умова виконується.}$$

Зробимо перевірку на симетричний струм відключення.

$$7424 A \leq 40000 A - \text{умова виконується.}$$

Здійснимо перевірку вимикача на здатність відключення аперіодичної складової струму КЗ.

Знайдемо час від початку короткого замикання до розбіжності контактів вимикача:

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

Далі визначаємо значення аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,42 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,02}} = 2,34 \text{ кА}$$

Вміст аперіодичної складової струму короткого замикання у струмі відключення:

$$\beta = \frac{2,34}{\sqrt{2} \cdot 7,42} \cdot 100 \% = 22,2 \%.$$

$$22,2\% \leq 47\% \text{ умова виконується}$$

Вибираємо елегазовий вимикач типу *LTV – 145 D1* із пружинним приводом. Даний елегазовий вимикач має вбудовані ТС. Міжремонтний період складає 20 років. Термін служби - не менше 40 років. Поставляється повністю в зібраному виді.

Вибір інших вимикачів проводимо аналогічним чином. Результати проведеного вибору представимо у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 - Результати проведено вибору вимикачів на ВН.

Позначення вимикачів на схемі	Вибраний тип	Параметри розрахунку	Каталожні дані	Умова вибору
Q1	LTV – 145 D1	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 145 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_{м дин} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м дин}$
		$B_k = 8,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{відкл}$
		$\beta = 22,2\%$	$\beta_{ном} = 47\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q2	LTV – 145 D1	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 145 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 6,84 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 16,63 \text{ кА}$	$I_{м дин} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м дин}$
Q2	LTV – 145 D1	$B_k = 7,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$
		$I_{по} = 6,84 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{відкл}$
		$\beta = 22,3\%$	$\beta_{ном} = 47\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$

Проведемо вибір роз'єднувача на ВН.

Роз'єднувач QS1 вибирається по тривалому розрахунковому струму з урахуванням можливих тривалих перевантажень силового трансформатора T1 при відключенні силового трансформатора T2. Для вибору секційних роз'єднувачів береться 70% номінального струму трансформатора за максимальний робочий струм.

Для роз'єднувача QS1 струм у максимальному режимі:

$$I_{макс} = \frac{S_{н.тг} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 29,39 \text{ А}$$

Проводимо вибір роз'єднувача типу $D-123$ із номінальним струмом 1600 A .

$110\text{ кВ} \leq 123\text{ кВ}$ - умова виконується.

$29,39\text{ A} \leq 1600\text{ A}$ - умова виконується також.

Здійснено перевірку роз'єднувача на електродинамічну стійкість.

$7,42\text{ кА} \leq 40\text{ кА}$ - умова виконується.

$18,06\text{ кА} \leq 65\text{ кА}$ - умова виконується також.

Здійснимо перевірку роз'єднувача на термічну стійкість. Проведемо визначення значення термічного імпульсу:

$$B_k = 7,42^2 \cdot (0,1 + 0,02 + 0,02) = 7,67\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$7,67 \leq 40^2 \cdot 3 = 4800\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - умова виконується.

Вибрано роз'єднувача типу $D-123$. Даний апарат поставляється відрегульованим повністю. Для даного апарату термін експлуатації становить 40 років.

Аналогічно проводимо вибір інших роз'єднувачів. Результати проведеного вибору представимо у табличному виді – таблиця 2.5.

Таблиця 2.5 - Результати проведеного вибору роз'єднувачів на ВН.

Умовне позначення	Тип	Параметри розрахунку	Дані каталогу	Умова для вибору
QS1, QS5	D – 123	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{но} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{дин}$
		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_{\kappa} = 7,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m$
QS3, QS4	D – 123	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 14,69 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{но} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{дин}$
		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_{\kappa} = 7,67 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m$
QS2, QS6	D – 123	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{но} = 6,84$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{дин}$
		$i_y = 16,63 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_{\kappa} = 6,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m$

2.3.2.2 Вибір ОПН

ОПН встановлюють від перенапруг замість розрядників.

Проводимо вибір ОПН – У / ТЕМ – 110 / 84 – УХЛ1. В нейтралі силового трансформатора встановлюємо обмежувач перенапруг із номінальною напругою, яка рівна половині напруги електричної мережі ОПН – У / ТЕМ – 35 / 40,5 – УХЛ1 для силового трансформатора Т1 і ОПН – У / ТЕМ – 35 / 40,5 – УХЛ1 + ОПН – У / ТЕМ – 15 / 17,5 – УХЛ1 для трансформатора Т2.

2.3.3 Вибір силового електроустаткування на НН.

На НН потрібно провести вибір трансформаторів власних потреб, комутаційної апаратури, заземляючих реакторів, вимірювальної апаратури, засобів захисту від перенапруг.

2.3.3.1 Вибір комутаційної апаратури на стороні НН

Проведемо вибір вимикачів у комірках *КРП2–10*. На НН вибираємо вакуумні вимикачі типу *ВВ / TEL – 10*.

Із урахуванням можливого перевантаження в 40%:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.тг}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 323,16 \text{ А.}$$

Для секційного вимикача:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.тг}} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161,66 \text{ А}$$

Навантаження по фідерах відображено у табличній формі - таблиця 2.6. Результати проведеного вибору вимикачів показано у табличній формі - таблиця 2.7.

Таблиця 2.6 - Навантаження по фідерах ПС 110/10 кВ.

Назва фідера	Значення навантаження, А	Назва фідера	Значення навантаження, А
2770	23,07	2882	29,95
2769	21,97	2887	12,44
2768	17,30	2886	36,71
2772	28,92	2885	29,08
2771	18,64	2883	25,09
2884	13,53	2881	23,06

Таблиця 2.7 - Результати проведеного вибору вимикачів на НН.

Позначення	Тип	Параметри розрахунку	Дані каталогу	Умова
Q3, Q4	BB / TEL – 10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 323,16 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{но} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{дин}$
		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_{м дин} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м дин}$
		$B_{\kappa} = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 12,52 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m$
		$I_{но} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{відкл}$
		$\beta = 8,2\%$	$\beta_{ном} = 40\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q6 – Q19	BB / TEL – 10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 36,73 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{но} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{дин}$
		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_{м дин} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м дин}$
		$B_{\kappa} = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 12,52 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m$
		$I_{но} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{відкл}$
		$\beta = 8,2\%$	$\beta_{ном} = 40\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q5	BB / TEL – 10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 161,66 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{но} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{дин}$
		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_{м дин} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м дин}$
		$B_{\kappa} = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 12,52 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m$
		$I_{но} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{відкл}$
		$\beta = 8,2\%$	$\beta_{ном} = 40\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$

2.3.3.2 Вибір контрольно-вимірювальних приладів на НН

ПС 110/10 кВ є тупіковою. Контрольно-вимірювальні прилади встановлюються на НН.

Встановлюємо лічильник активної та реактивної електричної енергії ЦЕ6850. Установка амперметрів на ПС 110/10 кВ необов'язкова.

2.3.3.3 Вибір ТС та ТН.

Вибір ТС проводиться згідно наступних умов:

- по напрузі установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

- по струму установки:

$$I_{макс} \leq I_{ном}$$

- по класу точності та конструкції;

Умова для перевірки ТС на динамічну стійкість:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

Умова для перевірки ТС на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}$$

Вторинне навантаження:

$$Z_2 = r_{прил} + r_{пр} + r_k$$

Опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2}$$

Опір дротів буде залежати від довжини дротів та їх перерізу.

Для прикладу проведемо вибір ТС на вводах.

Проведемо вибір ТС типу *ТПК* –10 із номінальним струмом 400 А.

$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$ - умова виконується.

$323,16 \text{ А} \leq 400 \text{ А}$ умова виконується.

Проведемо перевірку ТС на електродинамічну стійкість.

$3,95 \text{ кА} \leq 45,7 \text{ кА}$ - умова виконується.

Проведемо перевірку ТС на термічну стійкість.

$0,56 \leq 18^2 \cdot 3 = 972 \text{ кА}^2 \text{ с}$ - умова також виконується.

Для перевірки ТС по вторинному навантаженню, визначимо навантаження по фазах. Результати наведені у табличній формі - таблиця 2.8.

Таблиця 2.8 - Прилади на вводі

Тип та назва приладу	К-сть	Навантаження фази, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Лічильник активної енергії	1	2,4	-	2,4
Лічильник реактивної енергії	1	2,4	-	2,4
Разом		4,9	-	4,9

Перевірку по допустимому навантаженню робимо для найбільш завантаженої фази.

Опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{5,0}{5^2} = 0,2 \text{ Ом}$$

Вторинне навантаження ТС типу *ТПК* –10 у класі точності 0,5 складає 0,4 Ом.

Проведено вибір ТС типу *ТПК* –10.

Опір контактів:

$$r_{\kappa} = 0,05$$

Допустимий опір провідників:

$$r_{np} = z_{2ном} - r_{прил} - r_{\kappa} = 0,4 - 0,2 - 0,05 = 0,15 \text{ Ом}.$$

Переріз дротів визначаємо по формулі:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,15} = 1,63 \text{ мм}^2.$$

Прийнято переріз дроту $S = 4 \text{ мм}^2$. Результати проведеного вибору ТС представлено в табличній формі - таблиця 2.9.

Таблиця 2.9 - Вибір ТС на вводах

Тип ТС	Дані розрахунків	Дані каталогів	Умови
ТПК-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
	$I_{max} = 323,16 \text{ А}$	$I_n = 400 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
	$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 45,7 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
	$B_{\kappa} = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot K_m = 972 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot K_m$

Аналогічно вибираємо інші ТС.

Результати проведеного вибору ТС на представимо у табличній формі - таблиця 2.10.

Таблиця 2.10 - Вибір ТС

Тип ТС	Дані розрахунків	Дані каталогів	Умови
ТПК-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
	$I_{max} = 36,73 \text{ А}$	$I_n = 50 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
	$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 5,1 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
	$B_{\kappa} = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot K_m = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot K_m$

ТН вибираються:

- по номінальній напрузі:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

- по вторинному навантаженню:

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$$

- по конструкції;

- по класу точності.

Вибір ТН представимо у табличній формі - таблиця 2.11.

Таблиця 2.11 - Вибір ТН

Тип та назва приладу	Потужність котушки	Кількість котушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	К-сть приладів	Потужність	
						Активна, Вт	Реактивна, Вар
Вольтметр	2,00	1,0	1,0	0	1,0	2,0	-
Лічильник активний	2,50	2,0	0,37	0,91	8,0	15,1	37,00
Лічильник реактивний	2,50	2,0	0,37	0,91	7,0	13,2	32,37
Разом						30,4	69,37

Навантаження вторинних кіл ТН:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{30,5^2 + 69,38^2} = 75,79 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Вибираємо ТН типу *НАМИТ-10-У3* із номінальним вторинним навантаженням 200 В·А.

2.3.3.4 Вибір схеми власних потреб ПС 110/10 кВ. Вибір трансформаторів власних потреб.

Проведемо заміну ТВП.

В таблиці 2.12 показано склад споживачів ВП.

Таблиця 2.12 - Склад споживачів ВП.

Власні потреби ПС 110/10 кВ	Потужність, κBm			$\cos\varphi$	Навантаження	
	Одиниць	$P_{уд}$ $\kappa Bm / од$	Всього		$P_{вст}$	$Q_{вст}$
Підігрівання приводів та вимикачів на ВН	2,0	1,7	3,5	1,0	3,5	-
Підігрівання приводів роз'єднувачів на ВН	8,0	0,5	4,7	1,0	4,7	-
Підігрівання шаф $KPP2-10$	15,0	10,	15,0	1,0	15,0	-
Підігрівання РШ	10,0	1,0	10,0	1,0	10,0	-
Освітлення, опалення, вентиляція $ЗРП$	1,0	5,4	5,4	1,0	5,4	-
Освітлення $ВРП$	1,0	5,0	5,0	1,0	5,0	-
Маслогосподарство	1,0	120,0	120,0	1,0	120,0	-
Разом					163,8	-

Встановлена потужність ВП ПС 110/10 кВ:

$$S_{вст} = \sqrt{P_{вст}^2 + Q_{вст}^2}$$

Розрахункова потужність споживачів ВП:

$$S_{розр} = k_c \cdot S_{вст}$$

Розрахункова потужність ТВП із урахуванням аварійного перевантаження:

$$S_{p.m} = \frac{S_{розр}}{k_{ав} \cdot (n-1)}$$

Знаходимо:

$$S_{вст} = \sqrt{163,9^2 + 0^2} = 163,9 \text{ } \kappa B \cdot A.$$

Розрахункова потужність:

$$S_{розр} = 0,8 \cdot 163,9 = 131,12 \text{ } \kappa B \cdot A.$$

Потужність ТВП:

$$S_T = \frac{131,12}{1,4 \cdot (2-1)} = 94 \text{ } \kappa B \cdot A.$$

Вибрано два ТВП типу $TM-100/10$. Для захисту ТВП вибрано запобіжники типу $ПКТ101-10-10-31,5У3$. Схема власних потреб ПС 110/10 кВ зображена на рисунку 2.6.

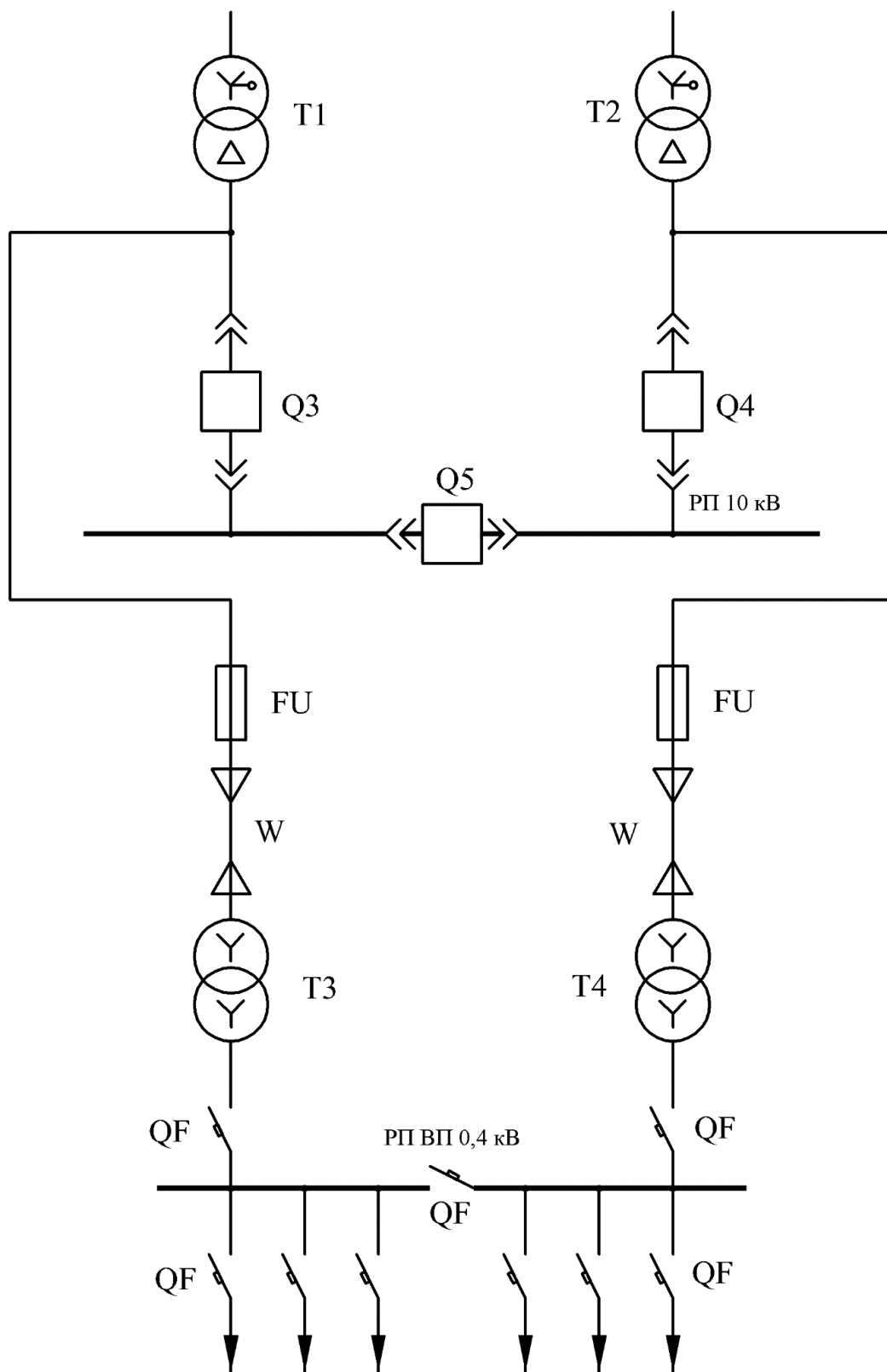


Рисунок 2.6. - Схема живлення ВП ПС 110/10 кВ

2.3.3.5 Вибір ОПН на НН

Обмежувачі перенапруг встановлюємо там, де було встановлено вентиляльні розрядники. Вибираємо обмежувач перенапруг типу *ОПН – Р / TEL – 10 / 11,5 – УХЛ1*.

2.3.3.6 Вибір ЗДР.

Використаємо керовані заземляючі дугогасящі реактори - фазні з масляним охолодженням типу *РУОМ*.

Схема підключення реактора типу *РУОМ* зображена на рисунку 2.7.

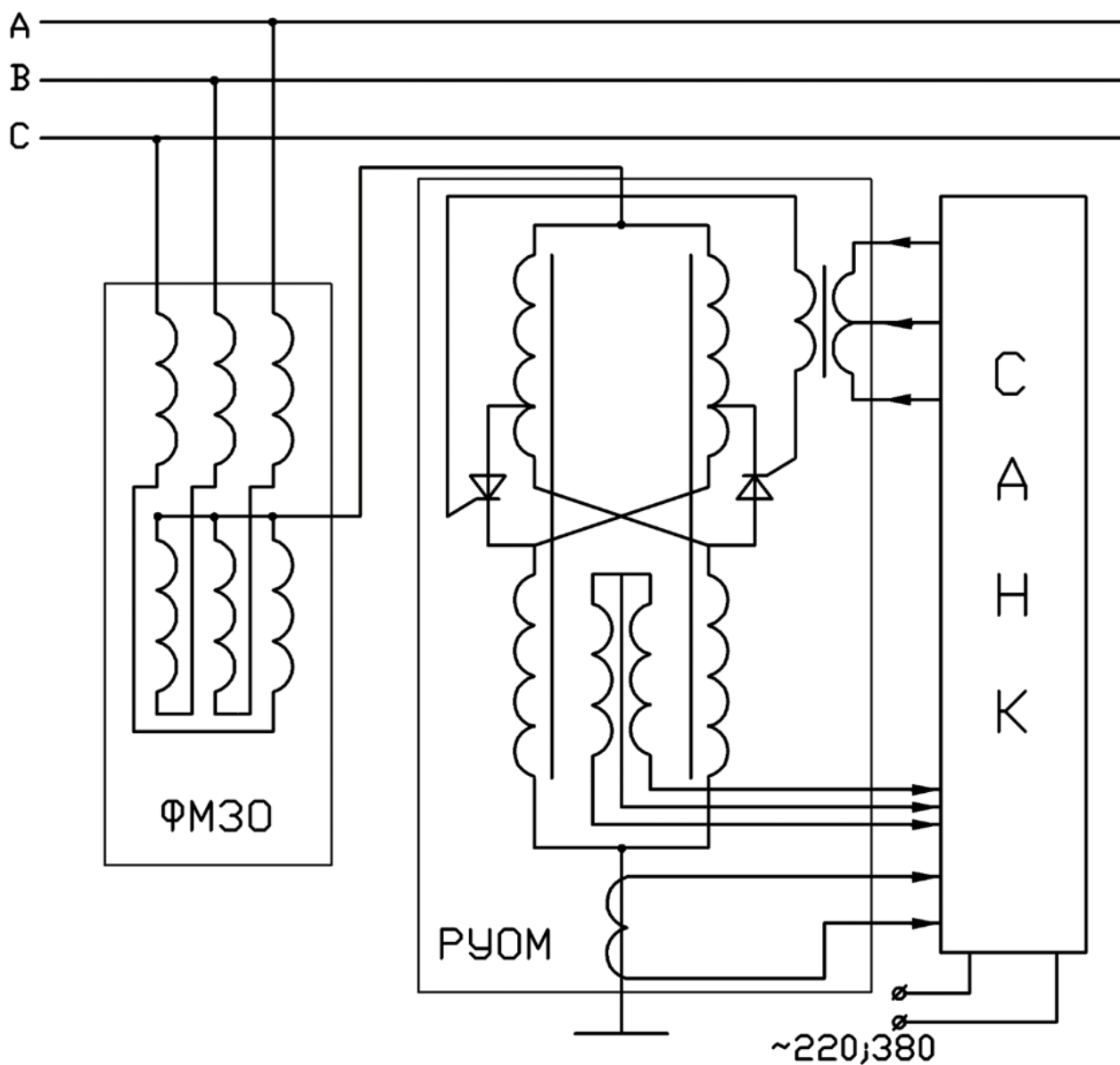


Рисунок 2.7 - Схема приєднання реактора типу *РУОМ* до трифазної мережі

РУОМ – керуючий ректор РУОМ; САНК – електронна система керування для РУОМ; ФМЗО – фільтр приєднання реактора до мережі.

Вибір реактора:

$$S_{др} = K_3 \cdot U_{\phi} \cdot I_{с.з}$$

Ємнісний струм ліній становить 46,92 А, II секції шин - 69,62 А.

Потужність ректора для I секції шин:

$$S_{др} = 1,1 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot 46,92 = 312,88 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для II секції шин:

$$S_{др} = 1,1 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot 69,62 = 464,25 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Потужність реактора для I секції шин $S_{ор} = 480 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ та потужність ФЗМО $S_{фзмо} = 500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Вибираємо заземляючий дугогасящий реактор типу РУОМ – 480 / 11 / $\sqrt{3}$ У. Для II секції шин - потужність реактора $S_{ор} = 480 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ та потужність ФЗМО $S_{фзмо} = 500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Вибираємо заземляючий дугогасящий реактор типу РУОМ – 480 / 11 / $\sqrt{3}$ У.

2.4 Висновки до розділу

1. Складена розрахункова схема та на її основі запропонована схема заміщення. Проведено розрахунок струмів КЗ;
2. Запропоновані заходи по заміні електроустаткування ПС 110/10 кВ;
3. Проведено вибір принципової схеми РП-110 кВ та РП-10 кВ;
4. Проведено вибір силового електроустаткування на ВН ПС 110/10 кВ, а саме: вибір комутаційної апаратури, вибір ОПН;
5. Проведено вибір силового електроустаткування на НН ПС 110/10 кВ, а саме: вибір комутаційної апаратури, вибір контрольно-вимірювальних приладів, вибір ТС та ТН, вибір схеми власних потреб, вибір ТВП, вибір ОПН, вибір заземляючих дугогасящих реакторів.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Захист відходящих ліній 10 кВ ПС 110/10 кВ.

Струм спрацьовування максимального струмового захисту знаходиться за формулою:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{C3n} \cdot I_{POB.MAX}$$

Струм спрацьовування подальшого захисту:

$$I_{C3.ПОД.} \geq K_{HC} \cdot \left(I_{C3.ПОПЕР.} + \sum I'_{POB.MAX} \right).$$

Струм спрацьовування:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{CX}}{n_T}$$

Визначення коефіцієнтів чутливості захисту:

$$K_{\text{чо}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\kappa 3 \min}^{(3)}}{I_{c.3.y}}$$

$$K_{\text{чр}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\kappa \min}^{(3)}}{I_{c.3.y}}$$

Згідно [12]:

$$K_{\text{ч.о}} \geq 1,5$$

$$K_{\text{ч.р}} \geq 1,2.$$

Час спрацьовування захисту лінії знаходиться за формулою:

$$t_{C.3.ПОД.} = t_{C.3.ПОПЕР.} + \Delta t$$

Вставки струмової відсічки:

$$I_{C.3.CB} = K_{HAC} \cdot I_{\kappa max}$$

Струм спрацьовування:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3.CB} \cdot K_{CX}}{n_T}$$

Для забезпечення селективності по струму:

$$I_{C.3.CB.nonер} = K_H \cdot I_{C.3.CBnonер}$$

Вибір струму спрацьовування:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{POB.MAX}.$$

Сумарний струм замикання на землю обчислюється за формулою:

$$I_C = l \cdot I_{C.3.0}$$

Уставка спрацьовування захисту:

$$I_{c.з.} = K_{HAC} \cdot K_K \cdot I_c$$

Максимальний струм:

$$I_{роб..max} = 23,09 \text{ A}.$$

$$I_{кЗ max} = 2037 \text{ A},$$

$$I_{к max} = 1185 \text{ A},$$

$$I_{кЗ min} = 2024 \text{ A},$$

$$I_{к min} = 1181 \text{ A}.$$

Виберемо вставки для струмової відсічки.

Струм спрацьовування:

$$I_{C.3.CB} = 1,1 \cdot 1185 = 1303,5 \text{ A}.$$

Струм спрацьовування реле становить:

$$I_{C.P} = \frac{1303,5 \cdot 1}{6} = 217,25 \text{ A}$$

Приймаємо $I_{c.p.y} = 217,3 \text{ A}$

Струм спрацьовування на ВН становить:

$$I_{c.з.y} = 6 \cdot 217,3 = 1303,8 \text{ A}$$

Знайдемо коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2024}{1303,8} = 1,35 \leq 1,5$$

Струм спрацьовування становить:

$$I_{C.3} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,8 \cdot 23,09 = 47,62 \text{ A}$$

Струм спрацьовування реле буде становити:

$$I_{C.P} = \frac{47,62 \cdot 1}{6} = 7,94 A$$

Струм спрацьовування на ВН становить:

$$I_{с.з.у} = K_T \cdot I_{с.р.у} = 6 \cdot 8 = 48 A$$

Знайдемо значення коефіцієнту чутливості для основної зони захисту:

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2024}{48} = 36,69 \geq 1,5$$

Знайдемо значення коефіцієнту чутливості для резервної зони захисту:

$$K_{ч.р} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1181}{48} = 21,41 \geq 1,2$$

Струм спрацьовування становить:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 23,09 = 26,46 A$$

Струм спрацьовування реле буде становити:

$$I_{C.P} = \frac{26,46}{6} = 4,41 A$$

Приймаємо $I_{с.р.у} = 4,5 A$

Струм спрацьовування на ВН становить:

$$I_{с.з.у} = 4,5 \cdot 6 = 27 A$$

Знайдемо довжину кабельної лінії:

$$l = 10,23 \text{ км}$$

Знайдемо ємнісний струм лінії:

$$I_C = 1,04 \cdot 10,23 = 10,64 A$$

Струм спрацьовування при $t = 0 \text{ с}$ становить:

$$I_{с.з.} = 1,2 \cdot 4 \cdot 10,64 = 51,07 A$$

Струм спрацьовування реле буде становити:

$$I_{C.P} = \frac{51,07 \cdot 1}{6} = 8,51 t = 0 A$$

Струм спрацьовування при $t = 4 \text{ с}$ становить:

$$I_{с.з.} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 10,64 = 19,15 A$$

Струм спрацьовування реле буде становити:

$$I_{c.p} = \frac{19,15 \cdot 1}{6} = 3,19 A$$

Отримані розрахунки представимо у табличній формі - таблиці 3.1 та 3.2.

Таблиця 3.1 - Розрахунок вставок відходящих ліній для I секції

Вид захисту	Назва величини	Одиниці вимірювання	Елемент, що захищається				
			КЛ 2771	КЛ 2770	КЛ 2769	КЛ 2773	КЛ 2772
Початкові дані	$I_{роб.мах}$	A	23,07	21,97	17,30	28,92	18,64
	K_t	-	6,0	6,0	4,0	6,0	4,0
	$I_{к3мах}$	A	2035	2035	2035	2035	2035
	$I_{ктах}$	A	1183	1109	1713	1246	1774
	$I_{к3min}$	A	2022	2022	2022	2022	2022
	$I_{кmin}$	A	1179	1105	1704	1241	1764
Струмова відсічка I >>>	$K_{сх}$	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	$K_{нас}$	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	$I_{с.з.те}$	A	1303,3	1221,9	1886,3	1372,6	1953,4
	$I_{с.р}$	A	217,23	203,66	471,61	228,78	488,38
	$I_{с.р.у}$	A	217,1	203,5	471,5	228,6	488,2
	$I_{с.з.у}$	A	1303,6	1222,0	1886,6	1372,6	1953,4
	K_{η}	-	1,33	0,88	0,62	0,72	0,59
	$t_{ср}$	с	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продовження таблиці 3.1

Максимальний струмовий захист I>>	$K_{нас}$	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	K_{ϕ}	-	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
	$K_{сзан}$	-	1,6	1,6	1,3	1,6	1,3
	$I_{с.з}$	A	47,60	45,33	29,75	59,67	32,05
	$I_{с.р}$	A	7,92	7,54	7,42	9,93	8,00
	$I_{с.р.у}$	A	7,8	7,4	7,3	8	7,9
	$I_{с.з.у}$	A	46	45,4	28	58	32,2
	$K_{ч.о}$	-	36,67	38,60	58,68	29,33	54,33
	$K_{ч.р}$	-	21,39	21,10	49,45	18,00	47,40
	$t_{ср}$	с	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Захист від перевантаження I >	$K_{нас}$	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	K_{ϕ}	-	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
	$I_{с.з}$	A	26,44	25,18	19,83	33,14	21,36
	$I_{с.р}$	A	4,39	4,18	4,94	5,51	5,33
	$I_{с.р.у}$	A	4,3	4,0	4,8	5,4	5,2
	$I_{с.з.у}$	A	25	25,0	18	33,4	21,4
	$t_{ср}$	с	28	28	28	28	28
Захист від замикань на землю	$K_{нас}$	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	$K_{к} >>$	-	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
	$K_{к} >$	-	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	$L_{кл}$	км	10,21	11,46	5,81	9,23	3,5
	$I_{со}$	A	1,02	1,02	1,5	1,02	1,1
	$I_{с}$	A	10,62	11,92	9,89	9,60	4,79
	$I_{с.з} >>$	A	51,05	57,29	47,55	46,16	23,07
	$I_{с.з} >$	A	19,13	21,47	17,82	17,30	8,64

Для секційних і ввідних вимикачів струмова відсічка не вибирається, оскільки не забезпечує необхідну чутливість. Основним захистом на цих вимикачах є МСЗ та захист від перевантаження. Для МСЗ секційних і ввідних

вимикачів основною зоною захисту є шини 10 кВ ПС, а резервною зоною - приєднання.

Значення струму спрацьовування МСЗ ввідного вимикача має бути більше, ніж вставка максимального струмового захисту секційного, а секційного більше ніж найбільшого лінійного.

Значення струму спрацьовування МТЗ ввідного вимикача має бути більше, ніж вставка максимального струмового захисту секційного, а секційного більше ніж найбільшого лінійного.

Таблиця 3.2 - Розрахунок вставок відходящих ліній для II секції

Вид захисту	Назва величини	Одиниці вимірювання	Елемент, що захищається						
			КЛ 2886	КЛ 2882	КЛ 2887	КЛ 2886	КЛ 2885	КЛ 2883	КЛ 2881
Початкові дані	$I_{роб.мах}$	А	13,53	29,95	12,44	36,71	29,08	25,09	23,06
	K_t	-	3,8	5,8	3,8	9,8	5,8	5,8	5,8
	$I_{к7мах}$	А	2031	2031	2031	2031	2031	2031	2031
	$I_{кмах}$	А	1227	1343	1946	1109	1179	1278	1377
	$I_{к7min}$	А	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020
	$I_{кmin}$	А	1223	1338	1935	1106	1176	1274	1372
Струмова відсічка $I >>>$	$K_{сх}$	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	$K_{нас}$	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	$I_{с.з.те}$	А	1351,7	1479,3	2142,6	12221,9	1299,0	1406	1516,7
	$I_{с.р}$	А	337,96	246,56	535,68	122,19	216,50	234,65	252,80
	$I_{с.р.у}$	А	336	246,4	535,5	122,2	216,4	234,5	252,7
	$I_{с.з.у}$	А	1350	1479,4	2142,6	1221	1299,4	1408,0	1517,2
	K_q	-	1,28	1,17	0,80	1,42	1,33	1,23	1,14
	$t_{ср}$	с	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продовження таблиці 3.2

МСЗ I>>	$K_{нас}$	-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	K_{θ}	-	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
	$K_{зан}$	-	1,5	1,8	1,5	1,8	1,8	1,5	1,5
	$I_{с.з}$	A	23,2 9	61,8 1	21,42	75,76	60,02	43,16	39,67
	$I_{с.р}$	A	5,82	10,3 0	5,35	7,58	10,00	7,19	6,61
	$I_{с.р.у}$	A	5,9	10,3	5,4	7,6	10	7,2	6,7
	$I_{с.з.у}$	A	23,6	61,8	21,6	76	60	43,2	40,2
	$K_{ч.о}$	-	74,5 4	28,4 7	81,44	23,15	29,32	40,72	43,76
	$K_{ч.р}$	-	45,1 6	18,8 6	78,02	12,68	17,08	25,70	29,74
	$t_{ср}$	с	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Захист від перевант аження I>	$K_{нас}$	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	K_{θ}	-	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
	$I_{с.з}$	A	15,5 1	34,3 2	14,26	42,07	33,32	28,75	26,43
	$I_{с.р}$	A	3,86	5,70	3,55	4,19	5,54	4,78	4,39
	$I_{с.р.у}$	A	3,7	5,6	3,4	4,1	5,4	4,6	4,3
	$I_{с.з.у}$	A	15,4	34,6	14,2	42,8	33,4	28,6	26,8
	$t_{ср}$	с	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
Захист від замикань на землю	$K_{нас}$	-	1,1	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0
	$K_{\kappa} >>$	-	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
	$K_{\kappa} >$	-	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	$L_{кл}$	км	12,7 1	7,84	1,13	11,44	10,23	9,84	8,21
	$I_{со}$	A	1,1	1,02	1,14	1,02	1,02	1,14	1,14
	I_c	A	16,5 3	8,15	1,31	11,90	10,64	11,42	9,53
	$I_{с.з} >>$	A	79,4 2	39,2 2	6,38	57,19	51,15	54,88	45,80
	$I_{с.з} >$	A	29,7 7	14,6 9	2,38	21,43	19,17	20,57	17,16

Найбільший струм для секційного вимикача:

$$I_{p.\max} = 0,7 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,7 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161,66 \text{ A}$$

$$I_{C3.\text{ПОСЛ.}} \geq K_{нс} \cdot (I_{C3.\text{ПОПЕР.}} + \sum I'_{\text{РОБ.МАХ}}) = 1,1 \cdot (75 + 161,66) = 260,33 \text{ A}.$$

Струм спрацьовування реле становить:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C3} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{260,33}{40} = 6,51 \text{ A}$$

Приймаємо до вставки $I_{c.p.y} = 6,6 \text{ A}$

Струм спрацьовування на ВН:

$$I_{c.з.y} = K_T \cdot I_{c.p.y} = 40 \cdot 6,6 = 264 \text{ A}$$

Знайдемо значення коефіцієнту чутливості для основної зони захисту:

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2022}{264} = 6,6 \geq 1,5$$

Знайдемо значення коефіцієнту чутливості для резервної зони захисту:

$$K_{ч.p} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1108}{264} = 3,6 \geq 1,2$$

Отже, час спрацьовування максимального струмового захисту приймаємо

$$t_{cз} = 0,6 \text{ c}.$$

Найбільший струм ввідного вимикача становить:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 323,32 \text{ A}$$

$$I_{C3.\text{ПОСЛ.}} \geq 1,1 \cdot (261,43 + 323,32) = 643,23 \text{ A}$$

Струм спрацьовування реле становить:

$$I_{C.P} = \frac{643,23}{80} = 8,04 \text{ A}$$

Приймаємо до вставки $I_{c.p.y} = 8,1 \text{ A}$

Струм спрацьовування на ВН:

$$I_{c.з.y} = K_T \cdot I_{c.p.y} = 8,1 \cdot 80 = 648 \text{ A}$$

Знайдемо значення коефіцієнту чутливості для основної зони захисту:

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2022}{648} = 3,7 \geq 1,5$$

Знайдемо значення коефіцієнту чутливості для резервної зони захисту:

$$K_{ч.р} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1108}{648} = 1,48 \geq 1,2$$

Отже, час спрацьовування максимального струмового захисту приймаємо

$$t_{сз} = 0,8 \text{ с.}$$

3.2 РЗ силового трансформатора.

Первинний номінальний струм силового трансформатора:

$$I_{в.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 20,99 \text{ А};$$

$$I_{н.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 230,94 \text{ А.}$$

Вставка по мірі гальмування в цифрових реле:

$$\frac{Id}{It} = K_n (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U),$$

$$\frac{Id}{It} \geq 1,2(1,5 \cdot 10 + 16) = 37,2\%.$$

Чутливість диференціального захисту:

$$K_{ч} = I_{k3.min}^{(2)} / (0,3 I_{ном.тр}) \geq 2$$

$$K_{ч} = 184,6 / (0,3 \cdot 20,99) = 29,32 \geq 2$$

Міра гальмування:

$$Id = \left(\frac{Id}{It} \right)_{уст} \frac{I_{k3.max}^{(3)}}{I_{ном.тр}}$$

$$Id = 40 \cdot 2024 / 230,94 = 350\%, \text{ тобто уставка зросла у } 11,7 \text{ разів.}$$

При струмах короткого замикання понад $6 \cdot I_{ном.тр}$ спрацьовує диференціальна струмова відсічка.

Струм спрацьовування:

$$I_{C.3.CB} = 1,2 \cdot 221,41 = 265,69 \text{ A}.$$

Струм спрацьовування реле становить:

$$I_{C.P} = \frac{265,69 \cdot 1}{20} = 13,28 \text{ A}$$

Приймаємо до вставки $I_{c.p.y} = 13,3 \text{ A}$

Струм спрацьовування на ВН:

$$I_{c.з.y} = 20 \cdot 13,3 = 266 \text{ A}$$

Коефіцієнт чутливості становить:

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5919}{266} = 19,2 \geq 2$$

Струм спрацьовування становить:

$$I_{C.з} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 20,99 = 24,05 \text{ A}$$

Струм спрацьовування реле становить:

$$I_{C.P} = \frac{24,05}{20} = 1,21 \text{ A}$$

Приймаємо до вставки $I_{c.p.y} = 1,3 \text{ A}$

Струм спрацьовування на ВН:

$$I_{c.з.y} = 1,3 \cdot 20 = 26 \text{ A}$$

Отже, струм спрацьовування становить:

$$I_{C.з_{нн}} \geq \frac{1,2}{0,96} \cdot 2,2 \cdot 2 \cdot 161,66 = 889,13 \text{ A}$$

Струм на стороні високої напруги:

$$I_{C.з_{ВН}} = I_{c_{з_{нн}}} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн} \cdot (1 - \Delta U_{рнн})} = 889,13 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 96,64 \text{ A}$$

По умові узгодження із захистом вводу:

$$I_{C.з_{ВН}} = K_{нс} \cdot I_{c_{зв}} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн} \cdot (1 - \Delta U_{рнн})} = 1,2 \cdot 648 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 84,52 \text{ A}$$

Струм спрацьовування реле становить:

$$I_{c.p} = \frac{96,64 \cdot 1}{20} = 4,83 A$$

Струм спрацьовування на ВН:

$$I_{c.з.у} = K_T \cdot I_{c.p.у} = 20 \cdot 4,9 = 98 A$$

Знайдемо значення коефіцієнта чутливості для резервної зони захисту:

$$K_{ч.р} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{184,8}{98} = 1,63 \geq 1,2$$

3.3 Електричне освітлення ПС 110/10 кВ

3.3.1 Розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільчого пристрою ВРП-110 кВ

Вибрано прожекторне освітлення для живлення ВРП.

Основним моментом у виборі прожекторного освітлення є великі розміри освітлюваної поверхні та особливо небажаність, і неможливість установки на ній опор. Висота установки вибирається з урахуванням вимог обмеження осліплюючої дії і економічних міркувань.

Встановлена потужність прожекторного освітлення:

$$P_{уст} = m \cdot E_n \cdot K_z \cdot A$$

$$P_{уст} = 0,5 \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 2330,5 = 7574,13 Bm.$$

Для освітлення ПС 110/10 кВ вибираємо вісім прожекторів типу ІО 04 – 1000 – 001 з лампами Г – 1000 – 5.

Осьова сила світла із лампою Г – 1000 – 5:

$$I_o = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2},$$

де Φ_1 - світловий потік лампи Г – 1000, рівний 18600 лм;

Φ_2 - світловий потік лампи Г – 1500, рівний 29000 лм.

Отримаємо:

$$I_o = \frac{100 \cdot 18600}{29000} = 64,1 ккд.$$

Мінімальна висота установки прожектора:

$$H_{\min} = \sqrt{I_0 / 300}$$

Отримаємо:

$$H_{\min} = \sqrt{64100 / 300} = 14,61 \text{ м.}$$

Приймаємо висоту $h = 15 \text{ м.}$

Кут нахилу в вертикальній площині знаходиться по формулі:

$$\Theta = 1 + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \cdot \sin(4 \cdot \beta_{\text{BM}}) \cdot \text{tg}(2 \cdot \beta_{\text{ГМ}})}{2 \cdot \Phi_{\text{л}} \cdot n}} \cdot E_{\text{н}} \cdot K_3 \cdot h,$$

Світлорозподіл прожектора:

$$I_{\beta} = I_0 \cdot \left[(1 + \cos n \cdot \beta) / 2 \right]^M.$$

Освітлення у будь-якій точці:

$$E = \frac{I_{\beta} \cdot \sin^3(\Theta + \beta)}{K_3 \cdot h^2},$$

Кут розсіювання:

$$\gamma = \arctg h / l - \Theta$$

Освітленість найближчої до прожектора точки E_6 :

$$E_{16} = \frac{64100 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 64,25) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 64,25)}{1,3 \cdot 15^2} \approx 0.$$

$$E_{26} = \frac{64100 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 6,93) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 6,93)}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 1,03 \cdot 2 = 2,06 \text{ лк},$$

$$\beta = \arctg 15 / 52,5 - 21,93 = 6,93.$$

$$E_{36} = \frac{64100 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 10) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 10)}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 1,78 \cdot 2 = 3,56 \text{ лк}.$$

Сумарна освітленість в найближчій до прожектора точці:

$$E_{46} = \frac{64100 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 3,86) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3(21,93 + 3,86)}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 0,46 \cdot 2 = 0,92 \text{ лк}.$$

$$E_6 = E_{16} + E_{26} + E_{36} + E_{46} = 0 + 2,06 + 3,56 + 0,92 = 6,54 \text{ лк}.$$

Освітленість середини E_c :

$$E_{c1} = \frac{64100 \cdot \left[(1 + \cos 13 \cdot 4,9) / 2 \right]^{1,11} \cdot \sin^3_{(21,93+4,9)}}{1,3 \cdot 15^2} \cdot 2 = 0,71 \cdot 2 = 1,42 \text{ лк}$$

Освітленості від чотирьох точок установки прожекторів:

$$E_{c1} = E_{c1} = E_{c1} = E_{c1} = 1,42 \text{ лк} .$$

Сумарна освітленість точки середини:

$$E_c = E_{c1} \cdot 4 = 1,42 \cdot 4 = 5,68 \text{ лк} .$$

Переріз дротів для освітлювальної електромережі:

$$I = \frac{P_{\text{осв нар}}}{U_{\phi}}$$

Отримаємо:

$$I = \frac{P_{\text{осв нар}}}{U_{\phi}} = \frac{8000}{220} = 36,36 / 2 = 18,18 \text{ А} .$$

Вибрано кабель марки $ABBG - 5 \times 4$, $I_{\text{дон}} = 27 \text{ А}$.

Номінальні струми АВ та його розчіплювача:

$$I_{\text{НА}} \geq I_{\text{P}} ;$$

$$I_{\text{НР}} \geq I_{\text{P}} .$$

Струм спрацьовування відсічки $I_{\text{ср.Е}}$ перевіряється по умові:

$$I_{\text{ср.Е}} \geq \alpha \cdot I_{\text{ро}} ,$$

Вибір АВ:

$$I_{\text{на}} \geq 18,18 \text{ А} ;$$

$$I_{\text{нр}} \geq 18,18 \text{ А} .$$

Приймаємо $BA51-31$, $I_{\text{на}} = 100 \text{ А}$, $I_{\text{нр}} = 20 \text{ А}$, $I_{\text{ср.Е}} = 3 \times 20 = 60 \text{ А}$.

$$I_{\text{ср.Е}} = 60 \geq 1,4 \times 18,18 = 25,45 \text{ А} .$$

Вибираємо АВ $BA51-31$.

3.3.2 Розрахунок освітлювальної мережі закритого розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ.

Освітлення ЗРП-10 кВ виконано лампами розжарювання. Проте світловий потік недостатній для створення нормальної освітленості. Зробимо заміну ламп розжарювання на люмінесцентні, а також уточнимо кількість світильників.

Розрахунок робочого освітлення ведемо за допомогою методу коефіцієнту використання [4, 9, 10, 13].

У якості світильників для робочого освітлення ЗРП-10 кВ ПС 110/10 кВ вибираємо світильники TCS036/1361 0 із лампами TL – D.

Розрахункова висота підвісу світильників:

$$H_p = H - h_p,$$

Отримаємо:

$$H_p = 4 - 1,5 = 2,5 \text{ м.}$$

Світловий потік однієї лампи по методу коефіцієнта використання світлового потоку [4, 9, 10, 13]:

$$\Phi_{mp} = \frac{E \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N \cdot \eta},$$

Індекс приміщення [4, 9, 10, 13]:

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p (A + B)},$$

Отримаємо:

$$i = \frac{30 \cdot 9}{2,5 \cdot (30 + 9)} = 2,769.$$

Шуканий світловий потік однієї лампи:

$$\Phi_{mp} = \frac{50 \cdot 1,3 \cdot 1,1 \cdot 30 \cdot 9}{1 \cdot 0,18} = 107250 \text{ лм.}$$

Тоді кількість ламп буде рівна:

$$n_{\lambda} = \frac{\Phi_{mp}}{\Phi_{\lambda}} = \frac{107250}{3350} = 32.$$

Кількість світильників:

$$n_{св} = \frac{n_{л}}{2} = \frac{32}{2} = 16.$$

Приймаємо лампу типу $TL - D - 36\text{ Вт} / 830$ зі світловим потоком $3350\text{ лм} / \text{Вт}$.

План розташування світильників у ЗРП-10 кВ представлений на рисунку 3.1.

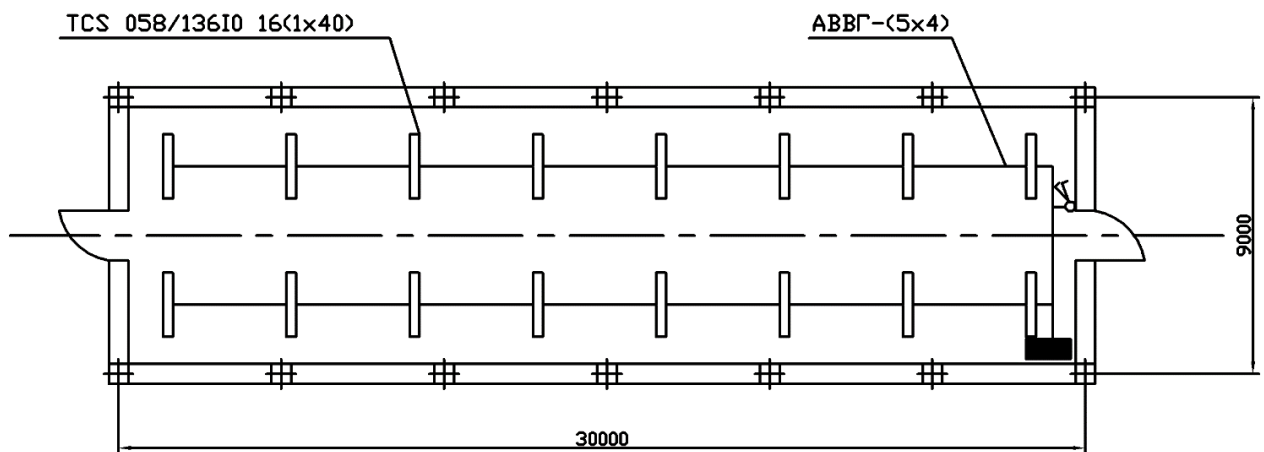


Рисунок 3.1 - План ЗРП-10 кВ з розташування освітлювальних приладів.

Розрахункова потужність освітлювального навантаження:

$$P_{po} = K_{co} K_n P_{ва},$$

Розрахунковий струм групової мережі:

$$I_{po} = \frac{P_{po} \cdot 10^3}{3U_{\phi} \cos \phi}.$$

Тривалі допустимі струми дротів та кабелів групової освітлювальної мережі мають бути не менше I_{po} .

Допустиме значення напруги у освітлювальній мережі U_{∂} :

$$U_{\partial} = U_{xx} - U_{\min} - U_T,$$

Переріз дротів освітлювальної мережі:

$$q = \frac{M}{CU_d},$$

Момент навантаження:

$$M = P_{po} L,$$

Якщо група світильників однакової потужності приєднана до лінії з рівними інтервалами L_a , то:

$$L = l_1 + \frac{L_a(N_a - 1)}{2},$$

Визначимо допустиму втрату напруги для освітлювальної мережі:

$$U_\partial = 105 - 97,5 - 2,4 = 5,1\%.$$

Визначимо розрахункову потужність ряду світильників:

$$P_p = 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1280 = 1,27 \text{ кВт}.$$

Визначимо відстань до центру прикладання навантаження:

$$L = 2 + 0,75 \frac{32 - 1}{2} = 13,63 \text{ м}.$$

Тоді:

$$M = 1,27 \cdot 13,63 = 17,31 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Знаходимо переріз лінії живлення:

$$q = \frac{17,31}{7,4 \cdot 5,1} = 0,46 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель перерізом 4 мм^2 з $I_{\partial on} = 23 \text{ А}$.

Знаходимо розрахунковий струм:

$$I_{pn} = \frac{1,27 \cdot 10^3}{3 \cdot 220 \cdot 0,95} = 2,03 \text{ А}.$$

По нагріву тривало допустимим струмом остаточно вибираємо кабель перерізом 4 мм^2 з $I_{\partial on} = 23 \text{ А}$.

Втрата напруги лінії живлення:

$$\Delta U_\phi = \frac{M}{c \cdot q}.$$

Знаходимо втрату напруги лінії живлення:

$$\Delta U_{\phi} = \frac{17,31}{44,4} = 0,98\%.$$

Допустима втрата напруги у ряді світильників:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \Delta U_{\text{д}} - \Delta U_{\text{п}}$$

Розрахуємо допустиму втрату напруги у ряді світильників:

$$\Delta U_{\text{доп}} = 5,1 - 0,98 = 4,12\%.$$

Знаходимо переріз дроту:

$$q = \frac{17,31}{7,4 \cdot 4,12} = 0,56 \text{ мм}^2.$$

Знаходимо розрахунковий струм:

$$I_{\text{рн}} = \frac{1,27 \cdot 10^3}{3 \cdot 220 \cdot 0,95} = 2,03 \text{ А}.$$

Приймаємо дрiт *АВВГ* – 5×4, з $I_{\text{доп}} = 24 \text{ А}$.

Зробимо вибір апаратів захисту освітлювальних мереж.

Приймаємо АВ типу *ВА51*–25 з $I_{\text{на}} = 25 \text{ А}$, $I_{\text{нр}} = 6 \text{ А}$, $I_{\text{ср.Е}} = 3 \cdot 6 = 18 \text{ А}$.

3.4 Висновки до розділу

1. Розглянуто питання захисту відходящих ліній 10 кВ ПС 110/10 кВ;
2. Проведено розрахунок релейного захисту силового трансформатора;
3. Проведено розрахунок електричного освітлення ПС 110/10 кВ, саме; розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільного пристрою ВРП-110 кВ; розрахунок освітлювальної мережі закритого розподільного пристрою ЗРП-10 кВ.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Особливості організації праці на підстанції 110/10 кВ

В процесі експлуатації електроустановок електричної підстанції 110/10 кВ проводяться роботи, передбачені графіками планово-запобіжного ремонту діючого електроустаткування, профілактичні випробування ізоляції трансформаторів, кабелів, наладка і перевірка апаратури управління електроприводами, релейного захисту і автоматики.

Крім того, можливі невеликі за об'ємом короточасні роботи по попередженню аварій і неполадок в електроустаткуванні або у зв'язку зі зміною режиму роботи електроустановок (доливка масла в маслонаповнені вводи і апарати, потягування ослаблих одиничних контактів комутаційних апаратів).

Цими роботами займається служба підстанцій.

До початку роботи і в процесі її виконання необхідно виконати організаційні і технічні заходи, що забезпечують безпеку праці.

Роботи в діючих електроустановках підрозділяються відносно вжиття заходів безпеки на три категорії:

- 1) зі зняттям напруги з струмоведучих частин;
- 2) під напругою на струмоведучих частинах із застосуванням електрозахисних пристроїв. У електроустановках вище 1000 В до цих робіт відносяться роботи, що виконуються на відстані від струмоведучих;
- 3) без зняття напруги на неструмоведучих частинах. До них відносяться роботи, що виконуються за обгороджуваннями, на корпусах і оболонках електроустаткування.

Під час грози виникає додаткова небезпека ураження людей струмом блискавки. Тому при настанні грози необхідно припинити роботи як в закритих розподільчих пристроях, що мають вводи повітряної лінії, так і у відкритих розподільчих пристроях і на ЛЕП.

Для безпечного проведення робіт повинні виконуватися наступні організаційні заходи:

- призначення осіб, відповідальних за безпечне ведення робіт;
- видача наряду і розпорядження;
- видача дозволу на підготовку робочих місць і на допуск;
- підготовка робочого місця і допуск;
- нагляд при виконанні роботи;
- переклад на інше робоче місце;
- оформлення перерв в роботі і її закінчення.

Усі роботи як зі зняттям напруги, так і без нього зблизька або на струмоведучих частинах повинні виконуватися по наряду-допуску або за розпорядженням, оскільки забезпечення їх безпечного виконання вимагає спеціальної підготовки робочого місця і виконання певних заходів. Виняток становлять короточасні і невеликі за об'ємом роботи, що виконуються черговим або оперативно-ремонтним персоналом в порядку поточної експлуатації. Їх тривалість не повинна перевищувати 1 год.

Відповідальними за безпечне ведення робіт є:

- видаючий наряд, що віддає розпорядження;
- керівник робіт;
- особа, що дає дозвіл на підготовку робочого місця і на допуск;
- особа, що готує робоче місце;
- що допускає;
- особа, що проводить роботу;
- що спостерігає;
- член бригади.
- що готує робоче місце і допускає (може бути один працівник).

Нарядом є складене на спеціальному бланку завдання на безпечне виконання роботи, визначальний зміст роботи, місця, час її початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку виконання роботи. Наряд може бути виданий на строк до 15 діб.

4.2 Оцінка стійкості роботи сучасних технічних комплексів оснащених системами автоматизованого управління до впливу вражаючих факторів зброї масового ураження

Захист від зброї масового ураження організовується на всіх видах виробництва з метою відмінного виконання поставлених задач.

Під стійкістю роботи промислового об'єкта розуміють здатність його в умовах надзвичайної ситуації випускати продукцію в запланованому об'ємі і номенклатурі, а при отриманні слабких і середніх руйнувань чи порушенні зв'язків по поставкам відновлювати виробництво в мінімальні строки.

Під стійкістю роботи об'єктів, які безпосередньо не виробляють матеріальні цінності, розуміють здатність їх виконувати свої функції в надзвичайних умовах.

На стійкість роботи об'єктів промисловості в надзвичайних ситуаціях впливають наступні фактори:

- надійність захисту робочих і службовців від дії зброї масового ураження;
- здатність інженерно-технічного комплексу об'єкту протистояти в певній степені ударній хвилі, світловому випроміненню і радіації;
- захищеність об'єкту від вторинних уражаючих факторів (пожарів, вибухів, затоплень, зараження отруюючими речовинами);
- надійність системи постачання об'єкта всім необхідним для виробництва продукції (сировиною, паливом, комплектуючими виробами, електроенергією, водою, газом і т.п.);
- стійкість і неперервність керування виробництвом і цивільною обороною;
- готовність об'єкта до ведення рятувальних і невідкладних аварійно-відновлювальних робіт і робіт по відновленню порушеного виробництва.

Серед всіх задач по підвищенню стійкості роботи об'єктів промисловості основною являється задача завчасного прийняття заходів по забезпеченню захисту робочих і службовців, а також членів їх родин.

Метою запобігання виникнення надзвичайних ситуацій техногенного походження і забезпечення зменшення збитків і витрат у разі стихійного лиха, вибухів і великих пожеж:

- завчасно розробляються і проводяться інженерно-технічні заходи для зменшення ризику виникнення надзвичайних ситуацій і захисту населення від впливу їхніх наслідків;

- готується науково обґрунтований прогноз наслідків можливих надзвичайних ситуацій;

- здійснюється безперервне спостереження за станом потенційно небезпечних об'єктів і навколишнього природного середовища;

- утримуються в готовності до негайного застосування засоби оповіщення і інформаційного забезпечення населення, створюються локальні системи виявлення місць зараження та локальні системи оповіщення;

- створюються спеціалізовані формування і здійснюється їх підготовка до дій за призначенням;

- проводиться забезпечення працівників підприємств, установ і організацій індивідуальними засобами захисту, а також ведеться будівництво захисних споруд відповідно до норм і правил інженерно-технічних заходів цивільної оборони.

В зв'язку з нестабільним економічним становищем у країні, забезпечення на підприємстві високої стійкості роботи технологічних комплексів оснащених системами автоматизованого управління до впливу вражаючих факторів є недостатнім.

Можна виділити п'ять основних шляхів підвищення стійкості роботи виробництва в надзвичайних ситуаціях, а саме:

- забезпечення надійного захисту робочих і службовців від вражаючих факторів зброї масового ураження;
- захист основних виробничих фондів від вражаючих факторів, в тому числі і від вторинних;
- підвищення надійності і оперативності керування виробництвом;
- забезпечення стійкості постачання всім необхідним для випуску запланованої продукції;
- підготовка до відновлення порушеного виробництва.

Оцінка стійкості роботи об'єкта промисловості в надзвичайних ситуаціях може бути виконана за допомогою моделювання вразливості (характер руйнувань, пожегів, ураження робочих і службовців) об'єкта при дії вражаючих факторів ядерного вибуху на основі використання результатів випробувань і розрахункових даних.

Оцінка стійкості об'єкта до дії вражаючих факторів зброї масового ураження здійснюється по кожному цеху, дільниці і об'єкту в цілому. По результатах оцінки робляться певні висновки і пропозиції щодо шляхів вирішення певних проблеми.

В результатах оцінки стійкості об'єкта до дії ударної хвилі ядерного вибуху відображаються:

- границі стійкості об'єкта, найбільш вразливі елементи об'єкта, характер і степінь руйнувань, очікуваних на об'єкті від ударної хвилі при максимальному тиску і можлива шкода;
- границя підвищення стійкості найбільш вразливих елементів об'єкта; пропозиції по підвищенню границі стійкості об'єкта до ударної хвилі.

Для підвищення надійності елементів інженерно-технічного комплексу на об'єкті проводяться нижче наведені заходи.

Надійно захистити все технологічне обладнання від дії ударної хвилі практично неможливо, так як доводити міцність споруд цехів до захисних

властивостей сховищ економічно не ефективно. Захист обладнання необхідний, якщо:

- обладнання, яке захищається, здатне при руйнуванні підприємства випускати особливо важливу продукцію;

- обладнання, яке захищається важко відновлюється, а при враженні даного об'єкта передбачається використання цього обладнання на інших підприємствах;

- обладнання, яке захищається є унікальне і його необхідно зберегти для подальшого використання.

Оцінка стійкості об'єкта до світлового випромінювання зводиться до виконання наступних операцій:

- визначення ступені вогнестійкості споруд об'єкта;
- виявлення згораючих матеріалів, елементів конструкції і речовин;
- визначення значень світлових імпульсів, при яких відбувається спалахування елементів, виконаних із згораючих матеріалів;
- визначення категорії виробництва по пожежній безпеці;
- визначення густини забудови на об'єкті;
- висновки і пропозиції по підвищенню стійкості об'єкта до світлового випромінювання.

Робляться висновки про стійкість об'єкта до дії світлового випромінювання в цілому і визначається границя, до якої доцільно підвищувати протипожежну стійкість об'єкта. Об'єкт вважається стійким до світлового випромінювання, якщо при очікуваному максимальному світловому імпульсі не загораються елементи чи матеріали.

Дії світлового випромінювання піддаються всі елементи інженерно-технологічного комплексу промислового об'єкта. Тому для захисту промислового об'єкта від дії світлового випромінювання проводяться певні заходи.

До числа спеціальних заходів відносяться:

- захист від світлового випромінювання відкритих технологічних установок, верстатів, ванн для промивки деталей і інших апаратів з горючими речовинами і газами;
- зменшення в цехах до технологічно обґрунтованого мінімуму мастил, бензину, фарб і інших горючих речовин;
- зміна технології, яка виключає застосування в виробництві яких-небудь вогнебезпечних чи вибухонебезпечних речовин;
- застосування автоматичних ліній і засобів гасіння пожеж як найбільш ефективних для боротьби з пожежами, які починаються від світлового випромінювання.

На основі аналізу результатів оцінки вторинного джерела хімічного ураження визначаються можливості наслідків в джерелі ураження виходячи із забезпеченості виробничого персоналу і населення засобами захисту. Аналізуються умови роботи підприємства з точки зору впливу отруйних речовин на процес виробництва, на матеріали і сировину. Встановлюється можливість герметизації споруд цехів і інших приміщень, де працюють люди, а також можливість роботи в засобах індивідуального захисту. Визначаються можливості проведення знезараження території об'єкта, будівель та споруд і проведення санітарної обробки людей в випадку необхідності.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Складена розрахункова схема та на її основі запропонована схема заміщення. Проведено розрахунок струмів КЗ;
2. Запропоновані заходи по заміні електроустаткування ПС 110/10 кВ;
3. Проведено вибір принципової схеми РП-110 кВ та РП-10 кВ;
4. Проведено вибір силового електроустаткування на ВН ПС 110/10 кВ, а саме: вибір комутаційної апаратури, вибір ОПН;
5. Проведено вибір силового електроустаткування на НН ПС 110/10 кВ, а саме: вибір комутаційної апаратури, вибір контрольно-вимірювальних приладів, вибір ТС та ТН, вибір схеми власних потреб, вибір ТВП, вибір ОПН, вибір заземляючих дугогасящих реакторів.
6. Розглянуто питання захисту відходящих ліній 10 кВ ПС 110/10 кВ;
7. Проведено розрахунок релейного захисту силового трансформатора;
8. Проведено розрахунок електричного освітлення ПС 110/10 кВ, саме; розрахунок освітлювальної мережі відкритого розподільчого пристрою ВРП-110 кВ; розрахунок освітлювальної мережі закритого розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. 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.
2. Бацюра, Є. В., Шинькар, Р. І., Ухін, А. Р., Костецький, П. Б., Осадчук, С. В., & Сисак, І. М. (2021). Забезпечення надійності системи електропостачання промислових об'єктів. Збірник тез доповідей X Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 9-10.
3. Романишен, О. В., Клименко, Д. Р., & Сисак, І. М. (2020). Підвищення надійності системи електропостачання. Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 128-128.
4. Сисак І.М. Конспект лекцій з дисципліни “Електропостачання промислових і муніципальних об'єктів” для студентів 5-го курсу денної та заочної форм навчання за ОП 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопіль: ТНТУ.- 2024. - Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>
5. А.В. Журахівський С.В. Казанський Ю.П. Матєєнко О.Р. Пастух. «Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж», підручник, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017
6. А.Л. Стефанюк. Підвищення технічної надійності підстанції / А.Л. Стефанюк, А.А. Гуменюк, А.З. Стасів, І.М. Сисак // Матеріали XIII міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів. Актуальні задачі сучасних технологій – Тернопіль 11-12 грудня 2024. — Т : ТНТУ, 2024.

7. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
8. 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.
9. Сисак І.М. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електропостачання промислових і муніципальних об’єктів» для студентів 5-го курсу денної та заочної форм навчання за ОП 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопіль: ТНТУ, - 2024. - Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>
10. 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>.
11. 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.
12. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України,. - К., 2017.
13. Осадца Я.М. Світлотехнічні установки та системи [електронний ресурс]: // Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 900): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2020. – Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>.
14. Коваль В.П. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи магістра для здобувачів другого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 51 с.

15. Стручок В.С. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Методичний посібник для здобувачів освітнього ступеня «магістр» всіх спеціальностей денної та заочної (дистанційної) форм навчання / В.С.Стручок. — Тернопіль: ФОП Паляниця В. А., 2022. — 156 с.

16. Гурик О.Я. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 4656): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2017. – Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>.

17. 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. ISBN 978-966-553-833-2