

Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна  
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»  
Кафедра електротехніки та електроенергетики

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

бакалавра

на тему

**РЕКОНСТРУКЦІЯ ПІДСТАНЦІ 110/6 КВ ЦЕХУ ПІДПРИЄМСТВА  
ХІМІЧНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ**

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 4 курсу, групи ДЕА-Е21+Е22 приск.

Спеціальності: 141 Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка

\_\_\_\_\_/Іван ОЛІЙНИК

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Керівник \_\_\_\_\_/Ірина ПАНТЄЛЄЄВА

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Рецензент \_\_\_\_\_/Світлана АРТЮХ

(підпис)

(ім'я та прізвище)

*«До захисту допущено»*

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_/Артем ЧЕРНЮК

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Секретар ЕК \_\_\_\_\_/Ігор КИРИСОВ

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

## РЕФЕРАТ

до бакалаврської кваліфікаційної роботи з теми «Реконструкція підстанції 110/6 кВ цеху підприємства хімічної промисловості» студента Івана ОЛІЙНИКА

Бакалаврська робота виконана на 50 сторінок, містить 10 таблиць, 6 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано літературних джерел 7.

Модернізація електричних підстанцій передбачає всебічний підхід до вибору та оптимізації схем електричних мереж, а також ретельне техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень. Це включає визначення складу та структури системи, її зовнішніх і внутрішніх зв'язків, перспектив розвитку, параметрів функціонування та рівня надійності як усієї системи, так і її окремих елементів. Реалізація таких заходів потребує системного аналізу об'єкта реконструкції, а також активного впровадження сучасних науково-технічних досягнень і передового досвіду проектування, будівельно-монтажних робіт та експлуатації електроенергетичного обладнання.

Метою бакалаврської роботи є техніко-економічне обґрунтування реконструкції підстанції 110/6 кВ підприємства хімічної промисловості з метою підвищення надійності електропостачання, енергоефективності та забезпечення перспектив розвитку виробництва

В цій роботі необхідно розглянути реконструкцію знижувальної підстанції 110/6 кВ «Кобальт», яка пов'язана з необхідністю заміни застарілого обладнання.

*Ключові слова:* електрична підстанція, реконструкція підстанції, надійність електропостачання, силовий трансформатор, електричні навантаження, електричні апарати, струм короткого замикання, цех підприємства

## **ABSTRACT**

to the bachelor's qualification work on the topic " Reconstruction of the 110/6 kV substation of the chemical industry enterprise workshop" by student Ivan OLIYNIK

The bachelor's work is completed on 50 pages, contains 10 tables, 6 figures characterizing the results of the study, and uses 7 literary sources.

Modernization of electrical substations involves a comprehensive approach to the selection and optimization of electrical network schemes, as well as a thorough feasibility study of the decisions made. This includes determining the composition and structure of the system, its external and internal connections, development prospects, operating parameters and the level of reliability of both the entire system and its individual elements. The implementation of such measures requires a systematic analysis of the reconstruction object, as well as the active implementation of modern scientific and technical achievements and best practices in the design, construction and installation work and operation of electrical equipment.

The purpose of the bachelor's thesis is a feasibility study of the reconstruction of the 110/6 kV substation of a chemical industry enterprise in order to increase the reliability of power supply, energy efficiency and ensure the prospects for the development of production.

In this work, it is necessary to consider the reconstruction of the 110/6 kV step-down substation "Cobalt", which is associated with the need to replace outdated equipment.

*Keywords:* electrical substation, substation reconstruction, power supply reliability, power transformer, electrical loads, electrical devices, short-circuit current, enterprise workshop

## ЗМІСТ

### УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

### ВСТУП

### 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ

- 1.1. Історія створення цеху № 009
- 1.2. Організаційна структура цеха
- 1.3. Аналіз існуючої системи електропостачання підстанції «Кобальт»

### 2. .ОРГАНІЗАЦІЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ «КОБАЛЬТ»

- 2.1. Аналіз обладнання, яке треба замінити
- 2.2. Перевірка трансформаторів власних потреб до реконструкції
- 2.3. Перевірка вимикачів високої напруги
- 2.4. Визначення струмів КЗ для напруги 6 кВ та вибір обладнання
- 2.5. Розрахунок струмів КЗ на напрузі 110 кВ

### 3. ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ПІСЛЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ

### 4. СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ

### 5. ПЛАН РЕКОНСТРУКЦІЇ

### ВИСНОВКИ

### СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

## УМОВНІ ПОЗНАЧКИ

|        |   |                                                          |
|--------|---|----------------------------------------------------------|
| ТП     | — | трансформаторна підстанція                               |
| ПТЕ    | - | правила технічної експлуатації                           |
| ПС     | — | підстанція                                               |
| РП     | - | розподільчий пристрій (пункт)                            |
| КРП    | - | комплектний розподільчий пристрій                        |
| КЗ     | - | коротке замикання                                        |
| ПВ     | - | повітряна лінія                                          |
| ЛЕП    | - | лінія електропередачі                                    |
| ВТС    | - | вимірювальний трансформатор струму                       |
| ВТН    | - | вимірювальний трансформатор напруги                      |
| ГПП    | - | головна понижувальна підстанція                          |
| ВРП    | - | відкритий розподільчий пристрій                          |
| ЗРП    | - | закритий розподільчий пристрій                           |
| КРУ    | - | комплектна розподільча установка                         |
| АСУ ТП | - | автоматизована система управління технологічним процесом |
| ТВП    | - | трансформатор власних потреб                             |

## ВСТУП

Необхідність реконструкції підстанції 110/6 кВ цеху підприємства хімічної промисловості зумовлена рядом технічних, економічних та експлуатаційних чинників. Існуюче обладнання підстанції, як правило, застаріле морально та фізично, що призводить до зниження надійності електропостачання, підвищених втрат електроенергії, частих аварійних зупинок і зниження загальної ефективності роботи підприємства. З урахуванням сучасних вимог до енергоефективності, автоматизації та безпеки, реконструкція дозволить оновити силове та комутаційне обладнання, впровадити системи моніторингу та диспетчеризації, знизити експлуатаційні витрати, а також забезпечити стабільне енергозабезпечення технологічних процесів, які можуть бути критично залежними від електроживлення. Крім того, модернізація дає можливість підвищити пропускну здатність підстанції, забезпечуючи перспективні потреби підприємства у разі розширення виробництва або впровадження нових енергоємних технологій.

Головними завданнями модернізації діючих підстанцій є розширення можливостей підключення споживачів у розподільчих пристроях, підвищення загальної пропускну здатності підстанції та її окремих компонентів, покращення якості електричної напруги, забезпечення більшої надійності роботи обладнання, підвищення гнучкості в експлуатації, створення безпечніших і комфортніших умов праці для обслуговуючого персоналу, а також поліпшення екологічного стану як на самій підстанції, так і в прилеглої до неї зоні.

Модернізація електричних підстанцій передбачає всебічний підхід до вибору та оптимізації схем електричних мереж, а також ретельне техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень. Це включає визначення складу та структури системи, її зовнішніх і внутрішніх зв'язків, перспектив розвитку, параметрів функціонування та рівня надійності як усієї системи, так і її окремих елементів. Реалізація таких заходів потребує системного

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

аналізу об'єкта реконструкції, а також активного впровадження сучасних науково-технічних досягнень і передового досвіду проєктування, будівельно-монтажних робіт та експлуатації електроенергетичного обладнання.

Метою бакалаврської роботи є техніко-економічне обґрунтування реконструкції підстанції 110/6 кВ підприємства хімічної промисловості з метою підвищення надійності електропостачання, енергоефективності та забезпечення перспектив розвитку виробництва.

У разі підвищення потужності споживачів цеху хімічного підприємства основними завданнями реконструкції підстанції 110/6 кВ є: забезпечення необхідної пропускної здатності обладнання для покриття зростаючого електричного навантаження; заміна або модернізація силових трансформаторів з урахуванням підвищеної потужності; розширення або оновлення розподільчих пристроїв 110 кВ та 6 кВ; оптимізація схем електропостачання для забезпечення гнучкості та надійності роботи в умовах збільшеного навантаження; підвищення енергоефективності та зниження втрат електроенергії.

Реконструкція електричної підстанції передбачає розробку технічної документації, яка описує об'єкти, що забезпечують виробництво, передачу та розподіл електроенергії. Така документація є основою для впровадження нового енергетичного обладнання та модернізації існуючих установок. Головна мета реконструкції понижувальної підстанції — покращення її технічних характеристик, підвищення надійності, ефективності та відповідності сучасним вимогам енергопостачання:

- зменшення щорічних витрат та втрат, пов'язаних з експлуатацією обладнання енергосистеми;
- забезпечення виробництва, передачі та розподілу необхідного обсягу електроенергії;
- надійне функціонування обладнання та енергосистеми в цілому;
- відповідність електроенергії встановленим стандартам якості.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

В цій роботі необхідно розглянути реконструкцію знижувальної підстанції 110/6 кВ «Кобальт», яка пов’язана з необхідністю заміни застарілого обладнання.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

## 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ

### 1.1. Історія створення цеху № 009

У 1949 року було підписано наказ про створення цеху №009 — цеху мереж і підстанцій. Відтоді розвиток цього підрозділу став невід'ємною частиною становлення і зростання заводу «Електрохім», що розташований у Придніпров'ї. Разом із розбудовою підприємства розвивалося і селище Кам'янське: для забезпечення електроенергією виробничих цехів, житлових будинків, соціальних об'єктів, будівельної галузі була необхідна надійна енергетична інфраструктура.

Для забезпечення електропостачання зростаючої інфраструктури активно будувалися мережі напругою 6 і 0,4 кВ, а також трансформаторні підстанції. Цех розвивався практично в одному темпі з розширенням міста. Початком стало введення в експлуатацію першої трансформаторної підстанції ТП-207. Згодом до цеху було приєднано мережі та підстанції КЕС будівництва разом із обслуговуючим персоналом.

Оскільки потужність споживачів стрімко зростала, виникла потреба у власних джерелах живлення. Уже в 1950 році було введено в експлуатацію головну понижувальну підстанцію 110/6 кВ ГПП-1 та розподільчий пункт РП-35, які забезпечили електропостачання для першого виробничого корпусу. Весь об'єкт було переведено на живлення від власної підстанції ГПП-1.

У зв'язку зі зростанням електричного навантаження в районі у 1957 році було введено в експлуатацію підстанцію 110/6 кВ ГПП-2. До 1974 року рівень споживання електроенергії в місті настільки зріс, що виникла потреба у будівництві ще одного джерела живлення. Так була запущена в роботу підстанція 110/6 кВ ГПП-3.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

До 1982 року завод уже відчував дефіцит потужності, тому було введено в експлуатацію вузлову підстанцію 220/110/6 кВ ГПП-4, а наступного року – підстанцію 110/6 кВ ГПП-5.

Запуск нових енергетичних об'єктів вимагав значних зусиль з їх проєктування, будівництва, налагодження та пуску в експлуатацію, реконструкції існуючих підстанцій та обладнання, побудові абсолютно нових схем електропостачання. Велика робота проводилася щодо підвищення надійності електропостачання, зниження втрат електроенергії при її перетворенні та передачі, впроваджувалися кошти на автоматизацію та телемеханізацію. І всю цю роботу проводили фахівці цеху, електромонтери з ремонту та обслуговування електроустаткування. Персонал цеху постійно навчався, освоював нове обладнання, складні захисти та автоматику, впроваджував передову технологію в галузі енергетики, безперервно підвищували свою кваліфікацію.

На сьогоднішній день в роботі цеху № 009 є 5 головних та знижувальних підстанцій 220 та 110 кВ; 282 вторинних трансформаторних підстанцій; 1532 км кабельних та повітряних ліній 6 та 0,4 кВ; 3428 місць зовнішнього освітлення. Це величезне енергетичне господарство, обладнане засобами управління та контролю, що забезпечує надійність електропостачання в основному по II категорії.

Широке використання автоматизації, телемеханіки, впровадження нового ефективного обладнання, що вимагає мінімальних витрат на обслуговування та експлуатацію, зменшення витрат на відновлення, що значно зменшило кількість робітників.

## **1.2. Організаційна структура цеха**

Цех № 009 за своєю суттю був джерелом кадрів електротехнічного персоналу для всього заводу. Фахівці цеху переводилися в підрозділи енергетиками і самостійно вели електрогосподарство підрозділів. Отримавши

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

хорошу професійну підготовку, електромонтери цеху № 009 становили кістяк і опору служб електрогосподарства всього заводу.

Нині можна з упевненістю сказати, що цех №009 є самостійним високотехнологічним підрозділом, який успішно справляється зі своїм призначенням.

Лабораторія РЗА створена для забезпечення надійної та економічної роботи енергосистем та енергетичного обладнання, безперебійного електропостачання, а також з оснащення, експлуатації та підтримки на високому технічному рівні пристроїв релейного захисту, автоматики, дистанційного управління та сигналізації.

Лабораторія високовольтних повітряних ліній (ВПЛ) призначена для діагностики пошкоджень ліній, випробувань ізоляції кабельних ліній, пробних випробувань та визначення траси ліній і відстані до місць несправності. Лабораторія для проведення високовольтних випробувань дозволяють спеціалістам контролювати якість кабелів та електричного обладнання, крім того підтримувати працездатність енергетичних систем та запобігати виникненню аварій.

Ділянка лабораторії ТМІ відповідає за віддалене включення та відключення енергообладнання, установок освітлення для виконання робіт та проведення профілактичних робіт на енергообладнанні, також ця ділянка займається встановленням приладів обліку електроенергії.

Основними завданнями енерго-механічної ділянки є безперебійне забезпечення виробництва електроенергією, водою та іншими видами енергії, утримання парку енергетичного, механічного, технологічного обладнання, що діє, а також засобів зв'язку в нормальному працездатному стані та забезпечення їх безперебійної роботи.

Енергетик-механік відповідає за забезпечення безперебійної та технічно правильної експлуатації та надійної роботи обладнання, підвищення її змінності, утримання у працездатному стані на необхідному рівні точності.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

Майстер з ремонту здійснює керівництво обслуговуванням та ремонтом електрообладнання, здійснює технічне обслуговування та ремонт електрообладнання, яке перебуває у його віданні. Бере участь у розробці нових та вдосконаленні діючих технологічних процесів.

Планово-диспетчерське бюро відповідає за забезпечення безперебійної та ритмічної роботи всіх виробничих ділянок щодо виконання затвердженого плану виробництва.

Виробничо-технічне бюро відповідає за забезпечення безперебійної роботи цеху та рівномірного випуску продукції заданої якості відповідно до виробничої програми, календарних планів та змінно-добових завдань дільниць та бригад.

### **1.3. Аналіз існуючої системи електропостачання підстанції «Кобальт»**

Живлення ПС «Кобальт» здійснюється від трьох джерел ПЛ-110 кВ. Основними комутаційними апаратами підстанції є масляні вимикачі, роз'єднувачі, автоматичні вимикачі, запобіжники.

Підстанція «Кобальт» складається із силових трансформаторів відкритого розподільчого пристрою (ВРП) 110 кВ та закритого розподільчого пристрою (ЗРП) 6 кВ.

До обладнання ВРУ 110 кВ належать: роз'єднувачі, масляні вимикачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, силові трансформатори, розрядники.

Силові трансформатори типів ТРДН та ТДН виробляються для країн із помірним кліматом, де температурні коливання варіюються від -45 до +40 °С. Трансформатори моделей ТРДЦН та ТДН виконуються у кліматичному виконанні У1. Охолодження здійснюється за допомогою компактних радіаторів із овальних труб. Силові трансформатори до 110 кВ типів ТРДН та ТДН забезпечують надійне електропостачання протягом усього терміну експлуатації.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

До ЗРП - 6 кВ входять такі елементи: шини, масляні вимикачі, трансформатори струму та напруги, розрядники, роз'єднувачі, запобіжники, бетонні реактори, а також трансформатори власних потреб.

Для живлення власних потреб змінного струму та оперативних ланцюгів напругою 220 В встановлено два трансформатори типу ТМ 180/6/0,4. Керування вимикачами напругою 110 кВ здійснюється зі щита управління, тоді як керування ввідними вимикачами на 6 кВ та вимикачами відхідних ліній може виконуватись як зі щита управління, так і безпосередньо з шаф розподільного пристрою 6 кВ. Роз'єднувачі керуються вручну.

Живлення оперативних ланцюгів організоване від джерела постійного струму 220 В. Всі електричні з'єднання та відгалуження виконані провідником марки М120 мм<sup>2</sup>, що забезпечує надійність та безпеку експлуатації.

Система центральної сигналізації передбачає індивідуальне світлове сповіщення для кожного пристрою, а також загальну звукову попереджувальну і аварійну сигналізацію, з можливістю передачі повідомлень на диспетчерський пункт для оперативного реагування на позаштатні ситуації.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

## 2. ОРГАНІЗАЦІЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ «КОБАЛЬТ»

### 2.1. Аналіз обладнання, яке треба замінити

Потужність трансформаторів підстанції розраховується на основі електроспоживання споживачів з напругою 6 кВ. Значення годинних навантажень наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Навантаження трансформаторів

| Час   | S, МВА |
|-------|--------|
| 2:00  | 12,5   |
| 3:00  | 12,5   |
| 4:00  | 12,5   |
| 5:00  | 12,5   |
| 6:00  | 12,5   |
| 7:00  | 14,3   |
| 8:00  | 14,3   |
| 9:00  | 14,3   |
| 10:00 | 14,3   |
| 11:00 | 14,3   |
| 12:00 | 14,3   |
| 13:00 | 14,3   |
| 14:00 | 14,3   |
| 15:00 | 14,3   |
| 16:00 | 14,3   |
| 17:00 | 16,2   |
| 18:00 | 16,2   |
| 19:00 | 16,2   |
| 20:00 | 16,2   |
| 21:00 | 16,2   |
| 22:00 | 14,3   |

|       |      |
|-------|------|
| 23:00 | 14,3 |
| 0:00  | 12,5 |
| 1:00  | 14,3 |

Знаходимо повну середньоквадратичну потужність  $S_{\text{СКВ}}$  з графіка навантаження підстанції за формулою:

$$S_{\text{СКВ}} = \sqrt{\frac{S_1^2 * t_1 + S_2^2 * t_2 + \dots + S_n^2 * t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}};$$

$$S_{\text{СКВ}} = 14,3 \text{ МВА.}$$

Номінальна потужність трансформаторів  $S_{\text{тр.ном}}$  визначається по умові:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\text{СКВ}}}{0,7 * n},$$

де: 0,7 – нормований коефіцієнт завантаження; n – кількість трансформаторів на підстанції (n=2).

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{14,3}{0,7 * 2} = 10,2 \text{ МВА.}$$

З перспективою розвитку промислової зони та будівництвом нових мікрорайонів, нас влаштовують існуючі трансформатори потужністю 20 МВА.

Визначаємо коефіцієнт завантаження  $k_3$  трансформатора у нормальному режимі:

$$k_3 = \frac{S_{\text{СКВ}}}{S_n};$$

$$k_3 = \frac{14,3}{20 * 2} = 0,36.$$

Отже, у нормальному режимі трансформатори навантажень не відчують.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформатора у після аварійному режимі  $k_3^{ав}$ , тобто, коли один трансформатор вимкненоб

$$k_3^{ав} = \frac{S_{расч}}{S_n};$$

$$k_3^{ав} = \frac{14,3}{20} = 0,7.$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора в після аварійному режимі не перевищує встановлену норму 1,5.

Отже, трансформатори потужністю 20 МВА кожен задовольняють необхідним умовам.

Силові трансформатори ТРДН-20000/110 не потребують заміни, оскільки вони відповідають вимогам, що висуваються.

## 2.2. Перевірка трансформаторів власних потреб до реконструкції

Надійність і безперервність електропостачання на підстанції підтримується за рахунок роботи систем власних потреб. Живлення цього обладнання здійснюється через трансформатори, що знижують напругу з 6 кВ до 0,4 кВ. У таблиці 2.2 наданий перелік основних споживачів власних потреб (ВП) підстанції «Кобальт».

Таблиця 2.2 – Споживачі власних потреб підстанції

| Найменування споживача               | $I_n$ , А |
|--------------------------------------|-----------|
| Живлення шафи ТН та ТС               | 50        |
| Ланцюги оперативного блокування      | 20        |
| Обдув Т-1                            | 32        |
| Резерв                               | 0         |
| Живлення блоку аварійного освітлення | 25        |
| Живлення ВАЗП-1                      | 50        |
| Обігрів кімнати РЗА                  | 32        |
| Опалення РП-6 кВ                     | 100       |

|                                   |     |
|-----------------------------------|-----|
| Щит вентиляції                    | 40  |
| Живлення ВАЗП-2                   | 50  |
| Живлення щитків ЕТЛ 1,2           | 25  |
| Живлення приводу В-110 кВ ВЛ      | 20  |
| Ланцюги оперативного блокування   | 20  |
| Живлення щитків ЩС-1, ЩС-2        | 100 |
| Живлення щитків освітлення ЩО     | 100 |
| Механічні ворота                  | 20  |
| Живлення приводу В-110 кВ         | 20  |
| Підогрів приводів Р-1             | 32  |
| Показчик положення перемикача Т-1 | 20  |
| Кип'ятильник, живлення ВУ-3       | 32  |
| Підогрів баків МВ-110 кВ          | 150 |
| Живлення щиту ШР-2 у ТМХ-2        | 200 |
| Живлення шафи ТМ та ТС, ввід 2    | 50  |
| Показчик положення перемикача Т-2 | 20  |
| Лагометр                          | 20  |
| Обдув Т-2                         | 32  |
| Підогрів баків МВ-110 кВ          | 100 |
| Підогрів приводів Р-2             | 32  |

Шляхом вимірів було з'ясовано, що електропостачання споживачів власних потреб становить у середньому:  $S_{cp}=164$  кВА. Визначимо потужність трансформаторів власних потреб:

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_{cp}}{0,7 * n} = \frac{164}{0,7 * 2} = 117,1 \text{ кВА.}$$

Обираємо трансформатори  $S_n = 180$  кВА.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі:

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

$$k_3 = \frac{S_{cp}}{S_n * n} = \frac{164}{2 * 180} = 0,45.$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у післяаварійному режимі:

$$k_3^{ав} = \frac{S_{cp}}{S_n} = \frac{164}{180} = 0,9,$$

тобто, трансформатори власних потреб не мають перевантажень.

На підстанції «Кобальт» встановлено два трансформатори власних потреб ТМ-180/6/0,4.

Таким чином, трансформатори власних потреб на цій підстанції заміни не потребують.

### 2.3. Перевірка вимикачів високої напруги

Високовольтні вимикачі повинні довго витримувати номінальний струм  $I_n$  та номінальну напругу  $U_n$ .

Вибір вимикачів здійснюється з урахуванням таких критеріїв:

- відповідності номінальній напрузі:  $U_n \geq U_{уст}$ ;
- відповідності тривалому струму:  $I_n \geq I_{уст}$ ;

\* здатності вимикати коротке замикання (відповідно до вимог по вимикаючій спроможності).

У першу чергу проводиться перевірка вимикача на здатність відключати симетричний струм короткого замикання, за умовою:

$$I_{пт} \leq I_{отк.н} ,$$

де  $I_{пт}$  — дійсне значення періодичної складової струму короткого замикання в момент часу  $t$ , коли починається розходження дугогасильних контактів;  $I_{отк.н}$  — номінальний струм відключення, кА.

На сьогоднішній день на підстанції «Кобальт» спостерігається низка проблем, пов'язаних із експлуатацією вимикачів типу МКП-110 на 600 А,

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

встановлених ще у 1956 році. Ці вимикачі морально та технічно застаріли й давно зняті з виробництва через високу вартість їхнього обслуговування.

Однією з основних причин дороговизни експлуатації є значна потреба в трансформаторному маслі. Наприклад, для роботи одного бакового масляного вимикача МКП-110 необхідно близько 8500 кг масла. Це вимагає постійного наявного резерву та створює додаткове навантаження на систему обслуговування.

Тільки витрати на заміну трансформаторного масла для одного такого вимикача у 2013 році становили 480,867 тис. грн, не враховуючи інші супутні витрати на технічне обслуговування, транспортування та утилізацію.

З огляду на це, виникає об'єктивна потреба у модернізації обладнання з переходом на сучасні вакуумні або елегазові вимикачі, які є більш економічними та надійними в експлуатації.

Зовнішній вигляд масляного вимикача представлений на рисунку 2.1.



Рисунок 2.1 – Зовнішній вигляд масляного вимикача

У масляних вимикачах гасіння дуги відбувається завдяки використанню трансформаторного масла як дугогасильного і ізоляційного середовища. Під час роз'єднання контактів, коли виникає коротке замикання або відключення струму під навантаженням, між ними утворюється електрична дуга. Висока температура дуги (до 6000 °С) викликає термічний

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

розклад масла, внаслідок чого утворюються гази, головним чином водень, а також вуглеводні.

Ці гази мають декілька важливих властивостей:

1. Охолодження дуги – водень має високу теплопровідність, тому він ефективно охолоджує дугу, знижуючи її температуру.

2. Механічний вплив – при утворенні газів різко збільшується тиск у дугогасильній камері, що спричиняє інтенсивне витіснення дуги з проміжку між контактами.

3. Ізоляційне відновлення – після гасіння дуги масло швидко відновлює свої діелектричні властивості, забезпечуючи надійне ізолювання контактів.

Таким чином, гасіння дуги в масляних вимикачах відбувається комплексно: завдяки охолодженню, витісненню газовим потоком і ізоляції, яка забезпечується відновленням маслом після розриву дуги. Це дозволяє ефективно вимикати струми короткого замикання і захищати електроустановки від пошкоджень.

Маслонаповнені вводи на напругу 110 кВ потребують постійного технічного нагляду та контролю стану. Це особливо важливо з огляду на інцидент, що стався на підстанції у 2008 році: через витік масла з вводу однієї з фаз вимикача стався вибух, унаслідок чого уламками було пошкоджено сусіднє електрообладнання.

Керування цим вимикачем здійснюється за допомогою електромагнітного приводу типу ШПЕ-33. Цей привід складається з уніфікованого механізму, виконаного у вигляді окремого блоку, та змінних електромагнітних модулів, які підбираються відповідно до типу вимикача. Привід ШПЕ-33 призначений для зовнішньої установки і має стрімко зростаючу силову характеристику в завершальній фазі ходу вмикання.

Силова частина електромагнітного приводу включає в себе вимикаючий електромагніт і контактор низької напруги, що забезпечують чітке та надійне виконання операцій вмикання та вимикання (рисунок 2.2).

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

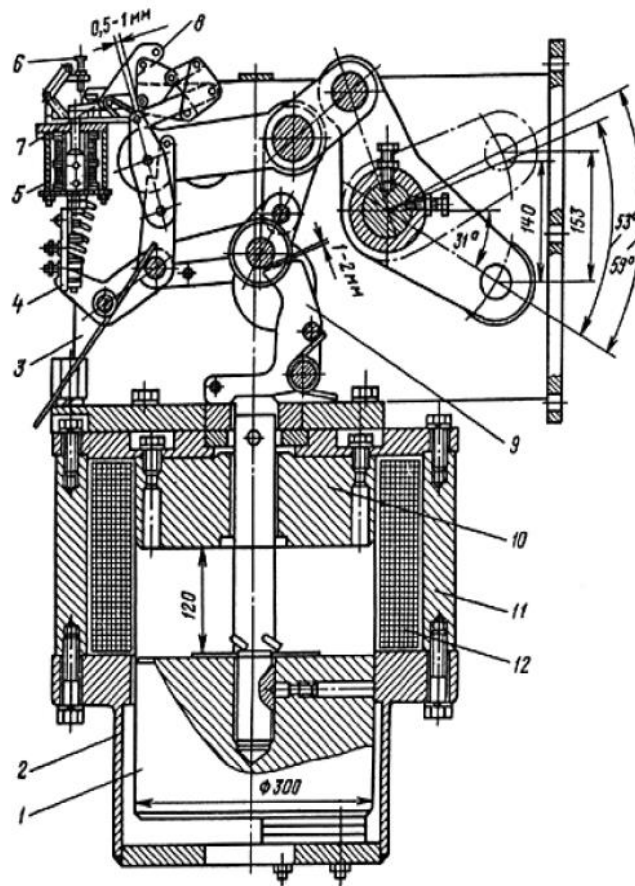


Рисунок 2.2 - Електромагнітний привід ШПЕ-33: 1 – сердечник; 2- піддон; 3 - корпус із механізмом; 4 – допоміжний контакт; 5 - електромагніт, що відключає; 6 – запобіжний болт; 7 - собачка, що відключає; 8 – механізм вільного розчеплення; 9 - утримуюча клямка; 10 – контрполіус; 11 - кільце магнітопроводу; 12 - котушка, що включає

Даний вимикач виконаний із вбудованим трансформатором струму типу ТВ-600/5.

Інформацію про первісну вартість, залишкову вартість, плановий термін служби, а також фактичний термін експлуатації масляних вимикачів, встановлених на підстанції подаємо в таблиці 2.3.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

Таблиця 2.3 - Загальні дані щодо масляних вимикачів МКП-110

| Диспетчерська<br>назва<br>вимикача | Первісна<br>вартість, тис<br>грн | Залишкова<br>вартість, тис<br>грн | Плановий<br>термін<br>служби, років | Фактичний<br>термін<br>експлуатації,<br>років |
|------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------------|
| ВЛ-110 кВ-1                        | 1278,4                           | 0                                 | 40                                  | 58                                            |
| ВЛ-110 кВ-2                        | 1278,4                           | 0                                 | 40                                  | 58                                            |
| ВЛ-110 кВ-3                        | 1278,4                           | 0                                 | 40                                  | 58                                            |
| МШВ-110 кВ                         | 1278,4                           | 0                                 | 40                                  | 58                                            |
| Т-1                                | 1278,4                           | 0                                 | 40                                  | 58                                            |
| Т-2                                | 1278,4                           | 0                                 | 40                                  | 58                                            |

Як показує аналіз технічного стану обладнання, ресурс експлуатації масляних вимикачів, встановлених на підстанції, повністю вичерпано. Подальше їх використання пов'язане з високими ризиками аварійних ситуацій, значними витратами на обслуговування та зниженням загальної надійності електропостачання.

З метою прийняття обґрунтованого рішення щодо заміни застарілих масляних вимикачів МКП-110 на підстанції «Кобальт» було проведено порівняння двох сучасних моделей вимикачів: маломасляного ВМТ-110 Б-25/1250 УХЛ1 та елегазового ВЕБ-110. Порівняльні техніко-економічні характеристики цих вимикачів наведені в таблиці 2.4.

Аналіз включає такі ключові параметри, як: номінальний струм, струм вимкнення, обсяг обслуговування, надійність, вартість експлуатації та відповідність сучасним стандартам безпеки. Це дозволяє обрати оптимальний варіант для модернізації обладнання підстанції з урахуванням технічної ефективності та економічної доцільності.

Таблиця 2.4 - Порівняння технічних характеристик вимикачів

| Найменування<br>параметра | МКП | ВМТ | ВЕБ |
|---------------------------|-----|-----|-----|
| Номінальна<br>напруга, кВ | 110 | 110 | 110 |
| Найбільша робоча          | 126 | 126 | 126 |

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

|                                                                   |      |      |       |
|-------------------------------------------------------------------|------|------|-------|
| напруга, кВ                                                       |      |      |       |
| Номінальний струм, А                                              | 600  | 1250 | 2500  |
| Номінальний струм відключення, кА                                 | 20   | 25   | 40    |
| Повний час відключення, мс                                        | 0,08 | 0,06 | 0,055 |
| Власний час вмикання, мс                                          | 0,6  | 0,13 | 0,07  |
| Номінальна напруга постійного струму електромагнітного управління | 220  | 220  | 220   |

З даної таблиці видно, що вимикач ВЕБ-110 задовольняє умовам.

У 2026 році необхідно буде провести будівельно-монтажні та пусконаладжувальні роботи із заміни та введення в експлуатацію існуючих масляних вимикачів МКП-110 на елегазові типу ВЕБ-110 (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 - Зовнішній вигляд елегазового вимикача типу ВЕБ-110

Вимоги до вимикача можна умовно поділити на кілька основних груп, що полегшують процес його вибору.

Вимикач є важливим елементом енергосистеми та системи електропостачання, і його справна робота безпосередньо впливає на надійність та безпеку всієї електроустановки. Тому ключовою характеристикою вимикача є його висока надійність. Відмова цього пристрою може призвести до розгортання аварійної ситуації та значних фінансових збитків.

Швидкодія вимикача, тобто мінімальний час спрацювання, має велике значення — чим менший час увімкнення або вимкнення, тим менше негативних наслідків спричиняє аварійний режим. Це також зменшує простої споживачів, підвищує стійкість паралельної роботи енергосистем і збільшує пропускну здатність ліній електропередачі.

Крім того, збільшення ресурсу комутацій (кількість спрацювань без технічного втручання) дозволяє зменшити обсяг обслуговування, знизити витрати на ремонти та скоротити періодичність технічних оглядів, що загалом робить експлуатацію економічною й ефективнішою.

Зменшення габаритів та маси вимикача дозволяє зменшити розміри РП та здешевити установку. Бажано зменшення вартості вимикачів. Слід враховувати більшу ефективність, яку дають дорожчі, але стійкі до зношування вимикачі.

Технічні характеристики сучасних вимикачів розглянемо детальніше.

Елегаз ( $\text{SF}_6$  — гексафторид сірки) є хімічно інертним газом, густина якого приблизно у п'ять разів перевищує густину повітря. Його діелектрична міцність у 2–3 рази вища, ніж у повітря, а при тиску 0,2 МПа вона стає порівнянною з електричною міцністю трансформаторного масла.

Особливістю елегазу є його здатність ефективно гасити електричну дугу. За нормального атмосферного тиску він може згасити дугу з силою струму, що в сотні разів перевищує ту, яку можна відключити в повітряному середовищі при аналогічних умовах.

Ця властивість обумовлена високою електричною негативністю  $\text{SF}_6$ . Молекули елегазу захоплюють вільні електрони, що утворюються в дуговому

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

розряді, перетворюючи їх у повільні негативні іони. Ці іони згодом рекомбінують з позитивними, утворюючи нейтральні молекули, що значно знижує інтенсивність дуги й сприяє її згасанню. Швидка рекомбінація заряджених частинок значно знижує електропровідність проміжку між контактами. Втрата електронів робить дугу нестійкою, завдяки чому вона легко гасне. Окрім цього, після згасання дуги електрична міцність міжконтактного проміжку дуже швидко відновлюється.

Якщо ж дуга гаситься в потоці елегазу, ефективність захоплення електронів ще більше зростає. Це посилює процес гасіння дуги та підвищує надійність і швидкодію вимикача.

Елегаз є негорючим, безбарвним і без запаху газом, що відзначається надзвичайною хімічною інертністю. За умови відсутності домішок він повністю безпечний для людини — як у чистому вигляді, так і в суміші з повітрям. Елегаз не вступає в хімічні реакції з металами навіть за високих температур і залишається стабільним до температури близько 8000 °С.

Навіть при температурі до 5000 °С цей газ не впливає на скло і не взаємодіє з активними речовинами, такими як водень чи кисень. Завдяки цим властивостям елегаз широко застосовується в електрообладнанні як ізоляційне й дугогасильне середовище.

Одним із небагатьох недоліків елегазу є його здатність розкласти синтетичні ізоляційні матеріали, що містять вологу, при безпосередньому контакті. У зв'язку з цим, у конструкціях з елегазовим заповненням рекомендується використовувати стійкі до його впливу матеріали, наприклад тефлон, який зберігає свої властивості навіть за тривалого контакту з елегазом.

Хоча сам по собі елегаз не є токсичним, досвід експлуатації та результати спеціальних досліджень показали, що під впливом високих температур електричної дуги він може розкладатися з утворенням шкідливих сполук — переважно нижчих фторидів сірки, які мають токсичні властивості.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

Хімічний склад продуктів розкладу залежить від кількох факторів: інтенсивності дугового розряду, матеріалів, з яких виготовлені внутрішні елементи обладнання, а також наявності сторонніх домішок у газі — таких як волога або кисень з повітря.

Аналіз цих продуктів розкладу є важливим діагностичним інструментом, що дозволяє визначити момент, коли необхідно провести технічне обслуговування або ремонт обладнання, а також встановити ймовірну причину виникнення несправності чи аварії.

Дослідження проб деградованого елегазу включає в себе визначення складу продуктів розкладу, оцінку вмісту вологи та аналіз характеру дугових процесів — зокрема їх інтенсивності та тривалості. Такий підхід дозволяє підвищити надійність обладнання та своєчасно виявляти потенційні дефекти.

В елегазових вимикачах використовуються автопневматичні дугогасильні пристрої, в яких у момент відключення газ стискається за допомогою поршневого механізму та спрямовується безпосередньо в зону горіння дуги для її ефективного гасіння. Конструкція елегазового вимикача герметична, що запобігає виходу газу в навколишнє середовище — це повністю замкнена система.

Залежно від виконання розрізняють колонкові та бакові типи елегазових вимикачів. Колонкові моделі за зовнішнім виглядом і розмірами подібні до маломасляних вимикачів. Особливістю сучасних колонкових елегазових вимикачів на 110 кВ є наявність лише одного розриву на фазу, що спрощує конструкцію.

Баккові елегазові вимикачі відрізняються значно меншими габаритами в порівнянні з традиційними масляними, що робить їх зручнішими для монтажу та обслуговування.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

## 2.4. Визначення струмів КЗ для напруги 6 кВ та вибір обладнання

Розраховуємо струми короткого замикання у точках зазначених на рис.2.4. Розрахунок ведеться у відносних одиницях. Для розрахунку використовуємо схему заміщення (рис.2.5). Приймаємо  $S_6 = 100$  МВА,

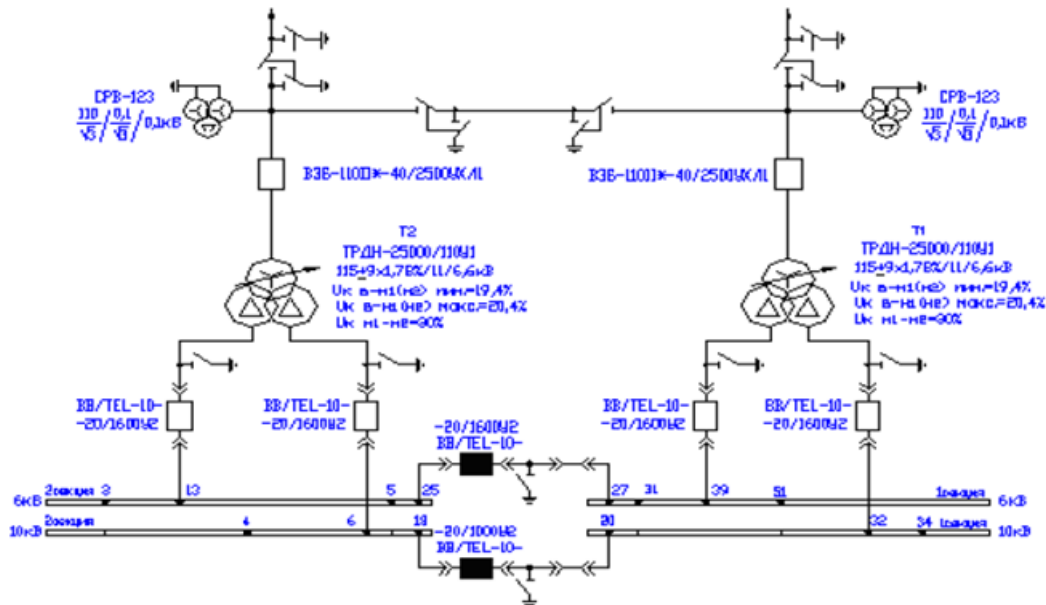


Рисунок 2.4 – Схема підстанції

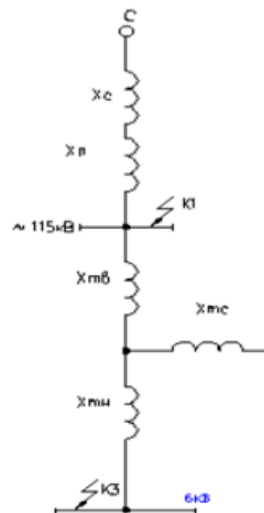


Рисунок 2.5 – Схема заміщення

Визначаємо базисний струм для точки КЗ-3

$$I_6 = S_6 / \sqrt{3} U_6,$$

$$I_6 = 100 / \sqrt{3} \cdot 6,3 = 9,2 \text{ кА.}$$

Знаходимо результуючий індуктивний опір для цієї точки:

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

$$X_{рез\ КЗ} = X_c + X_l + X_{тр},$$

$$X_{рез\ КЗ} = 0,15 + 0,0036 + 1,14 = 1,3$$

Розраховуємо струм короткого замикання для точки К-З

$$I_k = I_6 / X_{рез\ КЗ},$$

$$I_{кЗ} = 9,2 / 1,3 = 7,1 \text{ кА}$$

Знаходимо ударний струм для точки К-З

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I,$$

$$i_{уКЗ} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,1 = 18,15 \text{ кА}.$$

Визначаємо потужність короткого замикання для точки К-З:

$$S_k = S_6 / X_{рез\ КЗ},$$

$$S_{кЗ} = 100 / 1,3 = 77 \text{ МВА}$$

При виборі вимикачів допустимо виконувати їх вибір за найважливішими параметрами:

- по напрузі установки  $U_{ном\ вим} \leq U_{ном\ у}$ ;
- за тривалим струмом  $I_{мах} < I_{ном.в}$ ;
- по здатності відмикання  $I_{п,т} < I_{відкл,ном}$ ;
- за здатністю відмикання аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{a,т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-t/Ta} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк,ном} / 100;$$

За умови, що  $I_{п,т} < I_{отк,ном}$ , а  $i_{ат} > i_{а\ ном}$  виконати перевірку по здатності, що відключається, по повному струму КЗ.

$$\sqrt{2} \cdot I_{отк,ном} (1 + \beta_{ном} / 100) \geq \sqrt{2} \cdot I_{п,т} + i_{a,т};$$

- по електродинамічній стійкості:  $i_{уд} < i_{дин}$ ,  $I_{дин} \geq I_{по}$ ;
- по термічній стійкості:  $B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) < I^2_{тер} t_{тер}$ ;

$$t_d = t_{рз} + t_{вим},$$

Розраховуємо максимальний струм:

$$I_{мах} = S_{нт} / \sqrt{3} \cdot U_{ном.у},$$

Де:  $S_{нт}$  - номінальна потужність трансформатора, МВА;

$U_{ном\ у}$  – номінальна напруга установки, кВ.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

Розраховуємо максимальний струм:

$$I_{\max} = S_N / 1,73 \cdot U_N = 25 / 1,73 \cdot 10 \cdot 2 = 722 \text{ А.}$$

Знаходимо аперіодичну складову струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\tau/Ta} = \sqrt{2} \cdot 4,23 \cdot e^{-0,15/0,05} = 0,3 \text{ кА.}$$

Визначаємо номінальне допустиме значення аперіодичної складової:

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном} / 100 = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 40 / 100 = 14,2 \text{ кА.}$$

Розраховуємо тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_k = I_{п.о}^2 (t_d + T_a) = 4,23^2 \cdot (1,2 + 0,05) = 22,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_{к.в} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Вибираємо вимикач ВЕБ-10 (6)-20/1200 (таблиця 2.5).

Таблиця 2.5 - Вибір високовольтного вимикача

| Розрахункові дані мережі                 | Умови вибору | Каталожні дані вимикача                  |
|------------------------------------------|--------------|------------------------------------------|
| $U_{ном.у} = 10 \text{ кВ}$              | $\leq$       | $U_{ном.в} = 10 \text{ кВ}$              |
| $I_{\max} = 722 \text{ А}$               | $\leq$       | $I_{ном.в} = 1200 \text{ А}$             |
| $I_{п.т} = 4,23 \text{ кА}$              | $\leq$       | $I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$            |
| $i_{a,\tau} = 0,3 \text{ кА}$            | $\leq$       | $i_{a,ном} = 14,2 \text{ кА}$            |
| $I_{п.о} = 4,23 \text{ кА}$              | $\leq$       | $I_{дин} = 40 \text{ кА}$                |
| $i_{уд} = 10,8 \text{ кА}$               | $\leq$       | $i_{дин} = 100 \text{ кА}$               |
| $B_k = 22,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $\leq$       | $B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

### Струмопровідні частини

У колах ліній напругою 6–10 кВ для ошиновки та внутрішніх з'єднань у шафах комплектних розподільчих установок (КРП) використовуються прямокутні алюмінієві шини. Використання мідних шин не практикується через їх високу вартість, що економічно невиправдано в більшості випадків.

Для навантажень до 3000 А зазвичай застосовуються одно- або двосмугові шини. У випадках, коли передбачаються струми більшої величини, доцільно використовувати шини коробчастого (замкнутого) профілю. Такі шини мають переваги в умовах електромагнітних впливів —

вони зменшують втрати, пов'язані з поверхневим ефектом та ефектом близькості, що особливо важливо при великих струмах [3].

Крім того, коробчаста форма шин забезпечує кращі умови тепловідведення, що сприяє ефективнішому охолодженню і підвищує надійність роботи електрообладнання в тривалому режимі експлуатації.

Збірні шини та відгалуження від них до електричних апаратів (ошиновка) напругою 6–10 кВ виготовляються з провідників прямокутного або коробчастого перерізу та монтуються на опорних фарфорових ізоляторах.

Кріплення шин до ізоляторів здійснюється за допомогою шинотримачів, конструкція яких дозволяє поздовжнє зміщення шин при їх тепловому розширенні під час роботи.

У разі великої довжини шин для компенсації температурних деформацій передбачаються спеціальні компенсатори, виготовлені з тонких смуг того ж матеріалу, що й самі шини. Це дозволяє зберігати механічну стабільність конструкції та запобігати виникненню напруги у місцях кріплення.

$$I_{\max} = 722 \text{ A.}$$

Вибір шин та ізоляторів окремо не здійснюється, оскільки вони постачаються у складі комплектного розподільчого пристрою як єдиний конструктивний вузол.

У запропонованому варіанті передбачено використання алюмінієвих шин перерізом 2×600/72 мм, з допустимим струмом навантаження  $I_{\text{доп}} = 2100 \text{ A}$ .

$$I_{\max} = 722 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 2100 \text{ A.}$$

Згідно з перевіркою на теплову стійкість у тривалому режимі роботи, шини даного типорозміру повністю відповідають вимогам і здатні витримувати задане навантаження без перевищення допустимого нагріву. Крім того, алюмінієві шини мають достатню механічну міцність та забезпечують ефективне охолодження за рахунок своєї геометрії, що робить їх надійним вибором для мереж з номінальним струмом до 2100 А.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

Перевіряємо шини на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \sqrt{B_k/C} = \sqrt{22400/90} = 1,7 \text{ мм}^2,$$

де термічний коефіцієнт дорівнює 90.

Отриманий переріз менше обраного - отже, умови термічної стійкості виконуються.

### Вимірювальні трансформатори струму (ВТС)

Трансформатори струму вибирають:

- по напрузі установки:  $U_{уст} < U_{ном}$ ;
- по струму:  $I_{max} < I_{ном}$ ,  $I_{ном} < I_{ном}$ ; слід відзначити, що номінальний струм повинен бути якомога ближче до робочого струму установки, оскільки недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок;
- по конструкції та класу точності;
- по електродинамічній стійкості:  $i_y < i_{пр.с}$ ;
- по термічній стійкості:  $B_k < I_2 \cdot m \cdot t_t$ ;
- по вторинному навантаженню:  $Z_2 < Z_{ном}$

Вибираємо ВТС типу ТРУ4 1500/5 з  $I_{ном} = 1500 \text{ А}$ ,  $K_T = 1500/5$  клас точності 0,5/10Р (таблиця 2.6).

Таблиця 2.6 – Вибір трансформатора струму

| Розрахункові дані                      | Паспортні параметри                               |
|----------------------------------------|---------------------------------------------------|
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$               | 10 кВ                                             |
| $I_{max} = 1204 \text{ А}$             | 1500 А                                            |
| $i_y = 18,15 \text{ кА}$               | 128 кА                                            |
| $B_k = 63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Для перевірки ТС по вторинному навантаженню, користуючись каталожними даними, визначаємо навантаження фаз для найбільш завантаженого трансформатора струму.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

## Вимірювальний трансформатор напруги (ВТН)

ВТН на проєктованій підстанції необхідний роботи лінійних захистів, роботи та контролю АПВ, та як і для роботи фіксуючих приладів.

Трансформатори напруги вибирають:

- за напругою установки:  $U_{уст} < U_{ном}$ ;
- за конструкцією та схемою з'єднання обмоток;
- за класом точності;
- по вторинному навантаженню.

При розрахунках і виборі трансформаторів напруги необхідно враховувати схему їхнього з'єднання. Зокрема, якщо використовуються однофазні трансформатори, з'єднані у зірку, то для правильного визначення навантаження слід враховувати: сумарну потужність усіх трьох фаз. У випадку використання схеми з'єднання «відкритий трикутник» необхідно приймати: подвійну номінальну потужність одного трансформатора, оскільки така конфігурація охоплює лише дві фази, що потребує компенсації для повноцінного вимірювання.

У тих ситуаціях, коли навантаження на вторинному боці перевищує допустиму (номінальну) потужність трансформатора для обраного класу точності, рекомендується встановлювати додатковий трансформатор напруги. У такому випадку частина вимірювальних або захисних приладів підключається до другого трансформатора, що дозволяє уникнути перевантаження й зберегти точність вимірювання.

Припускаючи, що на стороні 6 кВ використовується комплектна розподільча установка (КРУ) для зовнішнього встановлення, доцільно обрати трансформатор напруги типу ТJP4 У2 з номінальною напругою 6 кВ та номінальною потужністю 175 ВА, у класі точності 0,5/3Р. Такий трансформатор забезпечує необхідну точність для облікових і релейних кіл та відповідає вимогам експлуатації в умовах відкритого повітряного середовища.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

Навантаження на фазу трансформаторів струму розраховане за формулами:

- для схеми з'єднання трансформаторів струму в повну зірку (для вводів 6 та 10кВ, СВ-6 та 10кВ):

$$Z_{р.ф.} = R_{пр} + Z_{приб.ф} + R_{пер};$$

- для схеми з'єднання трансформаторів струму в неповну зірку (для ліній 6 та 10кВ):

$$Z_{р.ф.} = 1,73R_{пр} + Z_{приб.ф} + Z_{приб.0} + R_{пер}.$$

Повне навантаження складає:

$S_{тн\ сум} = 3 \times S_{св} = 3 \times 54,3 \text{ ВА} = 162,9 \text{ ВА} < 200 \text{ ВА}$  (  $S_{доп.}$  для – ТJP4 У2 у класі точності 0,5).

Трансформатори – ТJP4 У2 навіть у режимі взаємного резервування працюватимуть у класі точності 0,5.

## 2.5. Розрахунок струмів КЗ на напрузі 110 кВ

Розраховуємо струми короткого замикання у точках зазначених на рис.2.4. Розрахунок ведеться у відносних одиницях. Для розрахунку використовуємо схему заміщення (рис.2.5). Приймаємо  $S_б = 100 \text{ МВА}$ ,

Розраховуємо струм короткого замикання для точки КЗ 1 (рис.2.4)

Розраховуємо потужність короткого замикання:

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_б,$$

де  $I_{кз}$ - струм короткого замикання від системи, кА;

$U_б$ - базисна напруга, кВ;

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot 3,4 \cdot 115 = 676,4 \text{ МВА}.$$

Визначаємо базисний струм для точки К1:

$$I_б = S_б / \sqrt{3} U_б,$$

де  $S_б$  – базисна потужність, МВА,

$$I_б = 100 / \sqrt{3} \cdot 115 = 0,5 \text{ кА}.$$

Знаходимо опір системи:

$$X_c = S_б / S_{кз}$$

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

$$X_c = 100 / 676,4 = 0,15$$

Розраховуємо індуктивний опір лінії:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot S_6 / U_6^2,$$

де  $X_0$  – індуктивний опір (з довідника  $X_0 = 0,4$  Ом/км)

$l$  – довжина лінії, км ( $l = 1,2$  км)

$$X_L = 0,4 \cdot 1,2 \cdot 100 / 1152 = 0,0036$$

Знаходимо результуючий опір для точки К1:

$$X_{рез\ k1} = X_c + X_L,$$

$$X_{рез\ k1} = 0,15 + 0,0036 = 0,154$$

Розраховуємо струм короткого замикання для точки К1:

$$I_k = I_6 / X_{рез\ k1},$$

$$I_{k1} = 0,5 / 0,154 = 3,25 \text{ кА}.$$

Знаходимо ударний струм для точки К1:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I,$$

$$i_{yk1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,25 = 8,31 \text{ кА}$$

Визначаємо потужність короткого замикання для точки К1:

$$S_k = S_6 / X_{рез\ k1}$$

$$S_{k1} = 100 / 0,154 = 649,4 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор струму на високій стороні: ТФЗМ 110Б-1.

Обґрунтування вибору подано у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Обґрунтування вибору трансформатора струму на стороні високої напруги

| Розрахункові дані                             | Паспортні параметри                                                         |
|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$                    | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$                                                  |
| $I_{max1} = 109,2 \text{ А}$                  | $I_{ном} = 300 - 600 \text{ А}$                                             |
| $i_{вд1} = 81,6 \text{ кА}$                   | $I_{дин} = 63 - 126 \text{ кА}$                                             |
| $B_{к1} = 1736,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

### 3. Вибір трансформаторів власних потреб після реконструкції

Потужність трансформаторів власних потреб (ТВП) підбирається відповідно до характеру навантажень у різних режимах роботи підстанції, але не повинна перевищувати 630 кВА. Загальне енергоспоживання споживачів власних потреб є невеликим, тому вони, як правило, підключаються до мережі напругою 380/220 В, яка живиться від понижувальних трансформаторів.

Склад споживачів власних потреб залежить від типу підстанції, потужності основних трансформаторів та застосованого електрообладнання. У спрощених схемах підстанцій кількість таких споживачів мінімальна. До основних споживачів належать електродвигуни систем обдуву силових трансформаторів, нагрівальні елементи приводів і баків вимикачів, а також системи зовнішнього та внутрішнього освітлення підстанції [4].

Детальні дані про навантаження споживачів власних потреб наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Навантаження власних потреб

| Електричні<br>приймачі                      | Встановлена<br>потужність, кВт | Кількість<br>приймачів | Сумарна<br>потужність, кВт |
|---------------------------------------------|--------------------------------|------------------------|----------------------------|
| Електродвигуни<br>обдуву                    | 1,5                            | 8                      | 12                         |
| Обігрів<br>обладнання                       | 1,75                           | 2                      | 3,5                        |
| Опалення та<br>освітлення<br>приміщення ОВП | 5,5                            | 1                      | 5,5                        |
| Зовнішнє<br>освітлення                      | 4,5                            | 1                      | 4,5                        |
| Оперативні<br>ланцюги                       | 1,8                            | 1                      | 1,8                        |
| Всього                                      |                                |                        | 27,3                       |

З урахуванням коефіцієнта попиту 0,7 для аналізованої підстанції приймаємо два ТВП типу ТСЗ-40кВА 6/0,4кВ, із запобіжниками ПКТ-6.

Втрати активної та реактивної потужності були орієнтовно визначені для основних елементів електричної мережі, зокрема втрати в трансформаторах (в обмотках та в сталі магнітопроводу), а також у повітряних або кабельних лініях електропередачі. Розрахунки виконані наближено, тобто на основі потужності, що протікає через елементи мережі, без урахування втрат у самих навантаженнях. При цьому приймалося номінальне значення напруги, а також передбачався режим максимальної завантаженості.

Втрати потужності в трансформаторах оцінюються за допомогою відповідної формули, що враховує втрати в міді (активні втрати в обмотках) та втрати в сталі (холості втрати в магнітному колі):

$$\Delta S_{\text{тр}} = \sum \Delta S_{\text{пост}} + \sum \Delta S_{\text{пер}},$$

де постійні втрати потужності (холостого ходу) у трансформаторі:

$$\Delta S_{\text{пост}} = n \cdot (\Delta P_{\text{хх}} + j \Delta Q_{\text{хх}}),$$

змінні втрати потужності (у міді) у трансформаторі:

$$\Delta S_{\text{пер}} = \left( \frac{S_{\text{нагр}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \frac{Z_{\text{тр}}}{n},$$

де n - кількість трансформаторів, S<sub>нагр</sub> - потужність, що протікає через трансформатор, Z<sub>тр</sub> - повний опір обмоток трансформатора, U<sub>ном</sub> - номінальна напруга на цій ділянці мережі, ΔP<sub>хх</sub> та ΔQ<sub>хх</sub> - втрати активної потужності з дослідів холостого ходу та короткого замикання

Втрати потужності на ділянці мережі ij визначені за формулою:

$$\Delta S_{ij} = \left( \frac{S_{\text{нагр}ij}}{U_{\text{ном}ij}} \right)^2 \cdot \frac{Z_{ij}}{n_{ij}}$$

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

Розрахунок втрат у трансформаторах і лініях на 6 кВ треба вести, попередньо просумувавши для цього потужності всіх споживачів (табл.3.2) [5].

Таблиця 3.2 - Потужність споживачів

| Об'єкт           | Активна потужність,<br>кВт | Реактивна потужність,<br>квар |
|------------------|----------------------------|-------------------------------|
| Введення Т1 6 кВ | 3126                       | 1473                          |
| Введення Т2 6 кВ | 6325                       | 3103                          |
| ТВП-1            | 19,6                       | 11,1                          |
| ТВП-2            | 19,6                       | 11,1                          |
| Всього           | 9490,2                     | 4598,2                        |

Повна потужність:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{9490,2^2 + 4598,2^2} = 10545,2 \text{ кВА}$$

Втрати потужності в трансформаторах:

$$\Delta S_{\text{ТР}} = \left( \frac{S}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \frac{Z_{\text{ТР}}}{n_{\text{ТР}}} = \left( \frac{10,545}{110} \right)^2 \cdot \frac{(4,38 + j86,7)}{2} = 0,04 + j0,797 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{ХХ}} = n_{\text{ТР}} \cdot (\Delta P_{\text{ХХ}} + j\Delta Q_{\text{ХХ}}) = 2 \cdot (0,014 + j0,070) = 0,028 + j0,14 \text{ МВА}$$

Втрати потужності у лініях:

$$\Delta S_{\text{Л}} = \left( \frac{S}{U_{\text{Н}}} \right)^2 \cdot Z_{\text{Л}} = \left( \frac{10,545}{110} \right)^2 \cdot (0,244 + j0,427) \cdot \frac{2,4}{2} = 0,003 + j0,005 \text{ МВА}$$

Сума всіх втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta S &= \Delta S_{\text{ТР}} + \Delta S_{\text{ХХ}} + \Delta S_{\text{Л}} = (0,04 + j0,797) + (0,028 + j0,14) + (0,003 + j0,005) = \\ &= 0,071 + j0,924 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Повна потужність із втратами:

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

$$\underline{S}_{\text{пол}} = \underline{S} + \underline{\Delta S} = (9,49 + j4,845) + (0,071 + j0,924) = 9,561 + j5,769 \text{ МВА}$$

$$\text{или } S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{9,561^2 + 5,769^2} = 11,181 \text{ МВА.}$$

Коефіцієнт потужності:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{9,561}{11,181} = 0,855.$$

Одним із основних заходів, спрямованих на зменшення втрат потужності в електричній мережі, є зниження споживання реактивної потужності. Це досягається за рахунок підвищення коефіцієнта потужності ( $\cos \varphi$ ) до значення, наближеного до 0,9. Для цього на стороні 6 кВ встановлюються батареї конденсаторів, які компенсують реактивну складову навантаження.

Потужність конденсаторних батарей підбирається з урахуванням необхідного рівня компенсації для досягнення оптимального  $\cos \varphi$ , що дозволяє знизити втрати в лініях та трансформаторах і підвищити ефективність енергопостачання:

$$Q_{\text{потр}} = 5,26 \text{ МВар,}$$

$$Q_{\text{выр}} = P_{\text{выр}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{РЭС}} = 9,561 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,9) = 4,63 \text{ МВар,}$$

$$Q_{\text{выр}} \neq Q_{\text{потр}},$$

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{потр}} - Q_{\text{выр}} = 5,769 - 4,63 = 1,138 \text{ МВар.}$$

Батарея конденсаторів формується з використанням конденсаторів типу КС2-1,05-60. У цьому маркуванні друга цифра (1,05) вказує на їх номінальну напругу в кіловольтах, а третя (60) — на номінальну реактивну потужність у кіловольт-амперах [6].

Для батареї конденсаторів на напругу 6 кВ при максимально допустимій напрузі  $U_{\text{БКМАХ}} = 6,3 \text{ кВ}$  визначається необхідна кількість

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

конденсаторів, що з'єднуються послідовно, виходячи з умов рівномірного розподілу напруги та забезпечення надійної роботи всієї установки.

$$n = \frac{U_{\text{БКМАКС}}}{U_{\text{КНОМ}} \cdot K_p} = \frac{6,3}{1,05 \cdot 0,92} = 6,52.$$

Округлюємо  $n = 6$ . Реактивна потужність, що генерується БК, дорівнює:

$$Q_{\text{БК}} = 3 \cdot Q_{\text{КНОМ}} \cdot n = 3 \cdot 60 \cdot 6 = 1080 \text{ кВар}.$$

Число паралельно включених ланцюгів конденсаторів дорівнює:

$$n = \frac{Q_{\text{КУ}}}{Q_{\text{БК}}} = \frac{1,138}{1,08} = 1,05,$$

де  $Q_{\text{КУ}}$  - необхідна потужність БК.

Після розрахунків приймаємо кількість паралельних гілок конденсаторів округлено до  $n = 1$ .

Встановлено батарею, яка складається з двох паралельних віток, кожна з яких має по 6 конденсаторів типу КС2-1,05-60, з'єднаних послідовно в кожній фазі. Конденсаторні елементи з'єднуються за схемою "трикутник". Загальна встановлена потужність батареї складає:

$$Q_{\text{БК}} = 1 \cdot 3 \cdot Q_{\text{КНОМ}} \cdot n = 1 \cdot 3 \cdot 60 \cdot 6 = 1,08 \text{ МВар}.$$

Таке рішення забезпечує необхідну компенсацію реактивної потужності та стабільну роботу системи при напрузі 6 кВ.

Коефіцієнт потужності після встановлення БСК:

$$\cos \varphi_{\text{РЭСрасч}} = \frac{P_{\text{потр}}}{\sqrt{P_{\text{потр}}^2 + (Q_{\text{потр}} - Q_{\text{КУ}})^2}} = \frac{9,452}{\sqrt{9,452^2 + (4,577 - 1,08)^2}} = 0,928.$$

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

#### 4. Схема електричних з'єднань підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ залишається схема «двох блоків трансформатор-лінія з ремонтною перемичкою», а для 6 кВ – одна секціонована система збірних шин (рис.4.1)

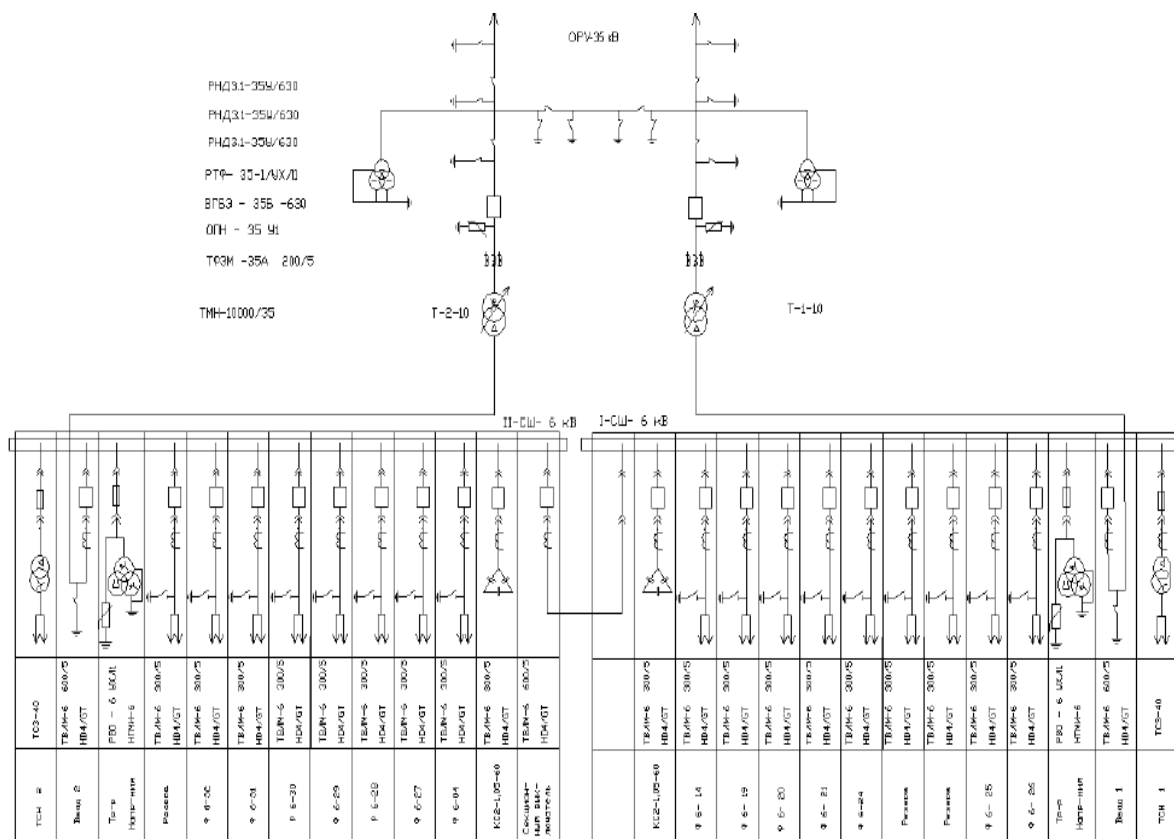


Рисунок 4.1 – Схема електричних з'єднань підстанції

Схема електричних з'єднань типу «два блока трансформатор – лінія з ремонтною перемичкою» використовується на розподільчих пристроях 110 кВ для спрощення структури підстанції, забезпечення автономності кожного блоку та можливості резервування. У такій схемі кожен блок включає трансформатор і лінію, які з'єднані між собою через вимикач і працюють незалежно. Між блоками встановлена ремонтна перемичка з роз'єднувачами або вимикачем, яка дозволяє за потреби перевести навантаження з одного блоку на інший, наприклад, при виведенні обладнання в ремонт.

Основною перевагою такої схеми є простота виконання, невисока вартість та відносна надійність при нормальних режимах роботи. Вона не потребує складного управління, що спрощує експлуатацію і технічне обслуговування. Наявність перемички дозволяє забезпечити резервне живлення при відключенні одного з блоків, що є важливим для безперебійного електропостачання.

Разом з тим схема має і певні обмеження. Вона не забезпечує повного резервування та не дозволяє автоматичного перемикавання навантаження в разі аварії, якщо перемичка не обладнана вимикачем. У випадку обслуговування обох блоків одночасно можливе повне знеструмлення підстанції. При роботі одного блоку в режимі резерву на нього може припадати надмірне навантаження, що створює ризик перевантаження трансформатора або лінії. Також така схема обмежує можливості модернізації або розширення підстанції у майбутньому.

Загалом, схема «два блока трансформатор – лінія з ремонтною перемичкою» є ефективним рішенням для підстанцій з невеликою кількістю приєднань, де важливими є економічність і простота, але вона потребує ретельного планування режимів роботи та оперативного втручання при нештатних ситуаціях.

Схема електричних з'єднань типу «одна секціонована система збірних шин» використовується на розподільчих пристроях 6 кВ для підвищення надійності електропостачання та забезпечення резервування. У цій схемі усі приєднання — лінії, трансформатори, резервні джерела — підключаються до однієї системи збірних шин, яка розділена на дві секції за допомогою секційного вимикача (або секційного роз'єднувача).

У нормальних умовах обидві секції працюють спільно, забезпечуючи рівномірне розподілення навантаження між приєднаннями. При аваріях або ремонті однієї частини обладнання секційний вимикач може бути розімкнутий, що дозволяє локалізувати пошкодження або провести обслуговування без знеструмлення всієї підстанції. Таке рішення дає

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

можливість розділити навантаження між секціями, залишаючи живлення найважливішим споживачам навіть у випадку виходу з ладу одного з елементів.

Перевагами цієї схеми є:

- вища надійність порівняно з однією шиною;
- можливість ремонту частини обладнання без повного відключення підстанції;
- зменшення величин струмів короткого замикання при розімкненому секційному вимикачі;
- гнучкість у режимах роботи, особливо якщо секційний вимикач автоматизований.

До недоліків можна віднести:

- неповне резервування, оскільки приєднання прив'язані до конкретної секції шин;
- ускладнення схеми управління та релейного захисту у порівнянні з однією системою шин (без розділення шини);
- залежність надійності всієї системи від працездатності секційного вимикача — у разі його відмови або несправності, гнучкість управління втрачається;
- у разі КЗ на шинах однієї секції\*\* можливе знеструмлення всіх приєднань, підключених до неї.

У цілому, схема з однією секціонованою системою шин — це компроміс між простотою і надійністю, який добре підходить для середніх за масштабом підстанцій, де важливі як економічність, так і певна ступінь гнучкості та безперебійності живлення.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

## 5. План реконструкції

Роботи по реконструкції мають виконуватись на відкритому розподільчому пристрої 110 кВ в умовах діючої підстанції, що вимагає дотримання підвищених вимог до організації та техніки безпеки. З огляду на критичну важливість безперебійного електропостачання споживачів, пов'язаних з даним енергетичним вузлом, усі необхідні відключення суміжного електрообладнання для проведення робіт на ВРП-110 кВ повинні здійснюватися в суворій відповідності з попередньо погодженим та затвердженим графіком.

Такий графік повинен враховувати технологічну послідовність робіт, часові вікна для відключення обладнання, а також заходи щодо мінімізації впливу на роботу електричної мережі [7]. Окрема увага приділяється координації з диспетчерською службою для оперативного керування режимами енергосистеми під час виконання монтажних та налагоджувальних чи ремонтних робіт.

Тривалість основних етапів робіт та необхідні технологічні перерви наведені в таблиці 3.1, яка є невід'ємною частиною загального плану організації робіт.

Таблиця 5.1 - Дані щодо тривалості робіт

| Найменування робіт                                                                                            | Тривалість роботи |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| Демонтаж фундаментів існуючих вимикачів МКП-110                                                               | 6 днів            |
| Ревізія (у тому числі дрібний ремонт) існуючих кабельних каналів на ВРП-110кВ у межах комірок вимикачів 110кВ | 5 днів            |
| Демонтаж існуючих вимикачів МКП-110 у кількості 6 одиниць                                                     | 6 днів            |
| Встановлення стійок та порталів                                                                               | 6 днів            |
| Демонтаж існуючих шаф вимикачів (вторинної                                                                    | 5 днів            |

|                                                                                                                                                                                                                                                             |         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| комутації, живлення соленоїдів включення, підігріву баків)                                                                                                                                                                                                  |         |
| Визначення стану та демонтаж контрольних та силових кабелів від щита управління підстанції до шаф вимикачів на ВРП-110кВ                                                                                                                                    | 4 дні   |
| Монтаж фундаментів для нових вимикачів (за типовим проєктом)                                                                                                                                                                                                | 8 днів  |
| Монтаж 6-ти елегазових вимикачів ВЕБ-110 із приводами ППК                                                                                                                                                                                                   | 7 днів  |
| Монтаж шаф для 6-ти елегазових вимикачів                                                                                                                                                                                                                    | 4 дні   |
| Прокладання контрольних та силових кабелів від щита управління підстанції до нових шаф вимикачів на ВРП-110кВ                                                                                                                                               | 6 днів  |
| Монтаж ланцюгів та пристроїв вторинної комутації (підключення нових контрольних кабелів до нових панелей управління та захисту, монтаж пристроїв релейного захисту, керування та сигналізації, підключення силових кабелів до щита змінного струму та ін.). | 8 днів  |
| Випробування та налагодження пусків нового змонтованого обладнання                                                                                                                                                                                          | 10 днів |
| Всього                                                                                                                                                                                                                                                      | 75 днів |

У межах запланованих робіт передбачається виконання наступного комплексу заходів:

- Монтаж металоконструкцій — встановлення нових опор, стояків і порталів для забезпечення механічної підтримки обладнання та відповідності новій конфігурації ВРП-110 кВ;
- Огляд та відновлення кабельної інфраструктури — проведення ревізії, включно з частковим ремонтом, існуючих кабельних каналів на

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

відкритому розподільчому пристрої 110 кВ, зосередженої в межах комірок, до яких підключені силові трансформатори. Це включає очищення каналів, перевірку гідроізоляції та, за необхідності, заміну або ремонт елементів кабельної лоткової системи;

- Демонтаж старого обладнання — повне розбирання застарілих масляних вимикачів типу МКП-110, встановлених на вводах трансформаторів, загальною кількістю 6 одиниць;

- Видалення фундаментів демонтованого обладнання — демонтаж бетонних основ під вимикачі МКП-110. Кожен фундамент має об'єм до 4 м<sup>3</sup> армованого монолітного бетону, зануреного на глибину нижче рівня промерзання ґрунту. Роботи включають розробку ґрунту, фрагментацію бетону, вивезення уламків та підготовку майданчика до подальшого монтажу нового обладнання;

- Демонтаж наявних шаф управління вимикачами, включно з обладнанням вторинної комутації, системами живлення соленоїдів увімкнення та пристроями обігріву баків старих вимикачів;

- Обстеження технічного стану та подальший демонтаж контрольних і силових кабелів, прокладених від щита управління підстанції до шаф існуючих вимикачів на ВРП-110 кВ. Роботи містять маркування, часткову відмову від застарілих трас та підготовку кабельних каналів для нових ліній;

- Будівництво нових фундаментів для встановлення сучасних вимикачів, згідно з типовим проєктом. Фундаменти мають відповідати нормативним вимогам щодо навантаження, морозостійкості та заземлення;

- Монтаж шести елегазових вимикачів типу ВЕБ-110 у комплекті з електроприводами типу ППК. Устаткування забезпечує високу надійність, скорочений час включення та покращені характеристики дугогасіння;

- Установка нових шаф управління для кожного з шести елегазових вимикачів. Шафи включають блоки живлення, елементи

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

вторинної комутації, контролери приводу та інтерфейси для підключення до систем АСУ ТП;

- Прокладання нових контрольних і силових кабелів від центрального щита управління підстанції до шаф нових вимикачів. Роботи включають трасування, прокладання в кабельних каналах, введення в шафи, герметизацію вводів та маркування;

- Монтаж вторинних кіл та пристроїв релейного захисту й автоматики, зокрема: підключення нових контрольних кабелів до панелей управління та релейного захисту; встановлення і налаштування пристроїв керування, сигналізації, релейного захисту та обробки аварійних подій; підключення силових кабелів до щита живлення змінного струму; перевірка та випробування вторинних кіл, а також інтеграція в загальну систему автоматизації підстанції;

- Випробування та налагодження нового електрообладнання.

Після завершення монтажу необхідно провести повний цикл випробувань і пусконаладжувальних робіт на встановленому обладнанні. Ці заходи спрямовані на перевірку працездатності, відповідності технічним вимогам і готовності до експлуатації в штатному режимі.

Особлива увага приділяється дотриманню вимог до організації робіт, умов їх виконання та забезпеченню високої якості всіх виконаних операцій. Роботи мають проводитись відповідно до діючих нормативів і стандартів, із дотриманням техніки безпеки, правил охорони праці та електробезпеки.

Уся закупувана матеріально-технічна продукція та обладнання повинні мати відповідні сертифікати відповідності, видані згідно з чинними нормативно-правовими актами. Використання вживаних або тих, що не пройшли офіційної сертифікації, матеріалів та обладнання суворо забороняється.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

## ВИСНОВКИ

У роботі висвітлено етапи розвитку цеху, наведено організаційну структуру, а також виконано аналіз існуючої системи електропостачання підстанції. В ході аналізу встановлено, що через вичерпаний термін експлуатації, незадовільний технічний стан і високу вартість обслуговування, необхідною є заміна високовольтних масляних вимикачів МКП-110. У зв'язку з цим передбачено проведення реконструкції підстанції.

Потім розроблені питання організації цієї реконструкції. Детально розглянуто обладнання, яке планується замінити, проаналізовано його переваги та недоліки. Оцінено необхідну кількість і потужність трансформаторів. Також визначено основні критерії, за якими здійснюється вибір нових високовольтних вимикачів.

Для заміни було проаналізовано два типи вимикачів: маломасляний ВМТ-110 Б-25/1250 УХЛ-1 та елегазовий ВЕБ-110. За результатами порівняння перевага була надана елегазовим вимикачам, оскільки вони мають високий комутаційний ресурс, що значно спрощує їх експлуатацію та дозволяє знизити витрати на технічне обслуговування й ремонт.

Розраховані величини струмів КЗ для всіх рівнів напруги, перевірені раніше вибрані вимикачі та струмоведучі частини; обрані трансформатори власних потре та компенсуючі пристрої; описані переваги та недоліки існуючих схем електричних з'єднань.

Також був розроблений детальний план реконструкції.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

### СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. <https://www.della.net.pl/distance/?cities=27717%2C5404&utm>
2. В.С. Костишин, М.Й. Федорів. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посібник, Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. - 243 с.
3. В.М. Гаряжа, А.О. Карюк В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.3.
4. Правила устаткування електроустановок. Київ: 2023. 176 с.
5. Правила технічної експлуатації електростанцій та підстанцій: РД43.20.501-95, 2020. – 325 с
6. Пантелєєва І.В. Електрична частина станцій та підстанцій. Конспект лекцій для студентів спец. 141/ Укр. інж.-пед. акад. Харків: 2021. 81 с.
7. Пантелєєва І.В. Електрична частина станцій та підстанцій. Методичні вказівки для проведення практичних занять для студентів спеціальності 141 / Укр. інж.-пед. акад. Харків: УІПА, 2021. 23 с.

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |

|      |      |          |         |      |                         |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ | Лист |
|      |      |          |         |      |                         |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                         |      |