

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Інститут Електроенергетики  
(інститут)

Електротехнічний факультет  
(факультет)

Кафедра електроенергетики  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

кваліфікаційної роботи ступеню магістра  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Кармалак Дар'ї Олександрівни  
(ПІБ)

академічної групи 141М-21-1  
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та  
(офіційна назва)

електромеханіка

на тему Обґрунтування структурної побудови та вибір електрообладнання  
підстанції 110/35/10 кВ

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Випанасенко С.І.			
розділів:				
Технологічний розділ	Випанасенко С.І.			
Спеціальний розділ	Випанасенко С.І.			
Економічний розділ	Тимошенко Л.В.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			
----------------	------------------	--	--	--

Дніпро  
2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

Електроенергетики  
(повна назва)

\_\_\_\_\_ Папаїка Ю.А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню \_\_\_\_\_ магістра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Кармалак Д.О. академічної групи 141М-21-1  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка спеціалізації<sup>1</sup>

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему Обґрунтування структурної побудови та вибір електрообладнання підстанції 110/35/10 кВ затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.09.2022 № № 918-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
1 Технологічний розділ	Загальна характеристика підстанції. Компоновка підстанції.	26.10.2022 р.
2 Спеціальний розділ	1. Аналіз та розрахунок електричного навантаження підстанції, визначення її однолінійної схеми. 2. Розрахунок струмів короткого замикання. 3. Конструктивне виконання підстанції. Вибір обладнання її відкритої та закритої частин. 4. Обґрунтування вибору шинопроводів та ізоляторів.	23.11.2022 р.
3 Економічний розділ	Техніко-економічне обґрунтування розроблених заходів та оцінка показників проекту.	09.12.2022 р.

**Завдання видано** \_\_\_\_\_  
(підпис керівника)

**Дата видачі** 12.10.2022

**Дата подання до екзаменаційної комісії**

**Прийнято до виконання** \_\_\_\_\_  
(підпис студента)

**Випанасенко С.І.**  
(прізвище, ініціали)

12.12.2022

Кармалак Д.О.  
(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 85 сторінок, 4 рисунки, 17 таблиць, 35 джерел, 1 додаток.

РОЗПОДІЛЬЧА ПІДСТАНЦЯ, СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ВИБІР ОБЛАДНАННЯ, ВІДКРИТИЙ РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, ЗАКРИТИЙ РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, ШИНОПРОВІД.

Об'єкт розроблення: підстанція 110/35/10 кВ.

Мета роботи: Обґрунтування структурної побудови та вибір електрообладнання підстанції.

В кваліфікаційній роботі спроектовано підстанцію 110/35/10 кВ та обрано надійне обладнання.

У вступі описана проблема енергетики та крок до її усунення – побудова розподільчої підстанції.

В технічному розділі описано загальні відомості про електричну підстанцію та її види. Описано трансформаторну підстанцію: її способи приєднання до ліній живлення, основні блоки, класифікація за місцем базування, критерії та саме компонування, його основні елементи. Також описано встановлюваний трансформатор, його загальні характеристики, призначення, умови експлуатації, працездатність та структура умовного позначення.

В спеціальному розділі зроблено розрахунки, аналіз та вибір основного обладнання, розроблено однолінійну схему підстанції.

В економічному розділі розраховано техніко-економічні показники розроблюваної підстанції.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	7
1.1 Електрична підстанція.....	7
1.2 Компоновка підстанції.....	9
1.3 Трансформатор.....	10
2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....	13
2.1 Аналіз та розрахунок електричного навантаження підстанції, визначення її однолінійної схеми.....	13
2.1.1. Особливості навантаження підстанції.....	13
2.1.2. Обґрунтування однолінійної схеми електропостачання підстанції.....	13
2.2 Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції і вибір типу та потужності трансформаторів.....	15
2.2.1 Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції.....	15
2.2.2 Вибір потужності трансформаторів.....	17
2.3 Визначення величини розрахункових робочих струмів.....	18
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання.....	20
2.4.1 Визначення точок короткого замикання.....	20
2.4.2 Визначення струмів КЗ на сторонах високої та низької напруги....	22
2.5 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ.....	33
2.6 Конструктивне виконання підстанції. Вибір обладнання її відкритої та закритої частин.....	35
2.6.1 Розташування обладнання підстанції.....	35
2.6.2 Вибір обладнання відкритої та закритої частин підстанції.....	37
2.7 Обґрунтування вибору шинопроводів та ізоляторів.....	53
2.7.1 Визначення конструктивного виконання та розрахунок шинопроводів 10кВ.....	53
2.7.2 Порядок проведення приймально-здавальних випробовувань збірних і сполучних шин.....	63
3 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	71

3.1 Розрахунок капітальних витрат.....	71
3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	77
3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань.....	77
3.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати.....	78
3.2.3 Єдиний соціальний внесок.....	80
3.2.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт.....	80
3.2.5 Розрахунок вартості спожитої електроенергії.....	80
3.2.6 Визначення інших витрат.....	81
3.3 Техніко-економічні показники.....	82
ВИСНОВКИ.....	83
ДЖЕРЕЛА ПОСИЛАННЯ.....	84
ДОДАТОК А	

## ВСТУП

Галузі електроенергетики в Україні - це приблизно 50% паливних ресурсів (нафта, газ, уран, вугілля), які використовуються для виробництва тепло- та електроенергії. Електроенергія необхідна в усіх галузях виробництва.

Електроенергетика має безпосередній вплив на народне господарство. Достатня кількість електроенергії є рушієм прогресу в підприємствах та виробництвах. Для певних регіонів України електроенергетика визначає територіально-виробничий комплекс та вектор розвитку регіону.

В Україні діють такі види електростанцій: теплоелектростанції та теплоелектроцентралі, гідро- і гідроакumuляційні електростанції, атомні, та відновлювальних джерел енергії (сонце, вітер тощо).

Енергосистеми (об'єднання електростанцій) здійснюють генерування, подальше транспортування та розподіл електричної енергії між різними типами споживачів.

Розташування електроенергетичних комплексів залежить від паливно-енергетичних ресурсів та запиту споживачів. Існують такі принципи розташування та розвитку: концентрація електроенергії; комбінування виробництва тепла та електроенергії; освоєння природних ресурсів.

На сьогодні існує проблема ресурсозабезпеченості енергетичного господарства. Ситуація ускладнюється безперервним зростанням світового енергоспоживання, яке, за оцінками експертів, має збільшитись до 2050 року майже в 1,5 рази. Є очевидним, що потребуються докорінні зміни в енергетичній сфері.

У зв'язку з проблемою, енергетика потребує більше об'єктів розподілу електроенергії. В кваліфікаційній роботі буде розроблено та надано обґрунтування обладнанню розподільчої підстанції 110/35/10 кВ.

# 1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Електрична підстанція

Електрична підстанція - електроустановка, призначена для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії.

Цілям прийому, перетворення і розподілу електроенергії слугують трансформаторні підстанції. Саме розподільні підстанції слугують тільки для прийому і розподілу електроенергії, але без перетворення.

Залежно від того, наскільки велика віддаленість споживача від джерела живлення, а також в залежності від кількості споживаної потужності, в системах електрифікації застосовуються підстанції таких основних видів, як: вузлова розподільча підстанція, головна знижувальна підстанція, підстанція глибокого вводу, трансформаторний пункт.

Способи приєднання трансформаторних підстанцій до ліній живлення різні, і підрозділяються підстанції за цією ознакою на:

- тупикові трансформаторні підстанції;
- прохідні трансформаторні підстанції;
- відгалужувальні трансформаторні підстанції:
- збірні;
- комплектні.

Будь-яка трансформаторна підстанція включає в себе три основні блоки:

- Розподільний пристрій високої напруги;
- трансформатор;
- розподільний пристрій низької напруги.

Найчастіше для прийому електроенергії служать розподільні пристрої високої напруги (РПВН), які подають її до трансформаторів. У деяких випадках РПВН виконують функції як прийому, так і розподілу електричної енергії. Розподільні ж пристрої низької напруги (РПНН) завжди і всюди здійснюють тільки прийом і розподіл електроенергії.

Будучи одним з головних складових ланок в системі електрифікації будь-якого великого виробничого підприємства, трансформаторна підстанція

вимагає особливо ретельного підходу до формування найбільш раціональним способом схеми розподілу електроенергії.

Місце установки підстанції підбирається так, щоб розподільна і трансформаторна підстанції всіх необхідних параметрів були б розташовані якомога ближче до центру забезпечуваних ними груп навантажень. Якщо від цієї стратегії відступити, то зростуть втрати, збільшиться витрата кабелів, проводів і т.д.

Підстанції класифікуються за місцем їх базування на території того чи іншого об'єкта на: окремо стоячі підстанції, прибудовані підстанції, вбудовані підстанції, внутрішньоцехові підстанції.

До складу трансформаторної підстанції входять:

- силові трансформатори (зазвичай один або два);
- розподільні пристрої;
- пристрої автоматичного управління і захисту;
- допоміжні приміщення.

Розподільний пристрій трансформаторної підстанції може мати одну або дві системи збірних шин.

Стосовно компонування підстанції важливо пам'ятати, що вона обов'язково співвідноситься з генеральним планом об'єкта електропостачання. Потрібно обов'язково враховувати СНіПи і розміри елементів будівель. Головні критерії при цьому наступні:

- Безпека обслуговування обладнання в штатному режимі роботи установки;
- Зручність спостереження за індикаторами стану роз'єднувачів і вимикачів, а також за рівнем трансформаторного масла у відповідних апаратах;
- Належна ступінь виявлення пошкоджень в разі порушення штатних умов функціонування установки при дуговому короткому замиканні;



- Безпека огляду і ремонту як будь-якого апарату так і будь-якого ланцюга при знятій напрузі, без перешкод для сусідніх ланцюгів, які перебувають під напругою;

- Достатня механічна стійкість опорних конструкцій обладнання;
- Зручність транспортування обладнання;
- По можливості максимальна економія площі.

## 1.2 Компоновка підстанції

Основні елементи електропідстанцій:

- Силові трансформатори, автотрансформатори, шунтуючі реактори.
- Вступні конструкції для повітряних і кабельних ліній електропередачі.

- Відкриті (ВРП) і закриті (ЗРП) розподільні пристрої, включаючи:
  - Системи і секції шин.
  - Силові вимикачі.
  - Роз'єднувачі.
  - Вимірювальне обладнання (вимірювальні трансформатори струму і напруги, вимірювальні прилади).

- Устаткування ВЧ-зв'язку між підстанціями (конденсатори зв'язку, ВЧ-загороджувачі, фільтри приєднання).

- Струмообмежувальним, регулюючі пристрої (конденсаторні батареї, реактори, фазообертувачі та ін.).

- Перетворювачі частоти, роду струму (випрямлячі).

- Система живлення власних потреб підстанції:

- Трансформатори власних потреб.

- Щит змінного струму.

- Акумуляторні батареї.

- Щит постійного (оперативного) струму.

- Дизельні генератори та інші аварійні джерела енергії (на великих і особливо важливих підстанціях).
  - Системи захисту і автоматики:
    - Пристрій релейного захисту та протиаварійної автоматики для силових ліній, трансформаторів, шин.
    - Автоматична система управління.
    - Система телемеханічного управління.
    - Система технічного і комерційного обліку електроенергії.
    - Система технологічного зв'язку енергосистеми і внутрішнього зв'язку підстанції.
      - Система заземлення, включаючи заземлювачі і контур заземлення.
      - Блискавкозахисні споруди.
      - Допоміжні системи:
        - Система вентиляції, кондиціонування, обігріву.
        - Система автоматичного пожежогасіння.
        - Система освітлення території.
        - Система охоронно-пожежної сигналізації, управління доступом.
        - Система технологічного і охоронного відеоспостереження.
        - Пристрої плавки ожеледі на повітряних лініях.
        - Системи аварійного збору масла.
        - Системи живлення маслонаповнених кабелів.
        - Побутова, зливово каналізація, водопровід.
        - Побутові приміщення, склади, майстерні тощо.

### **1.3 Трансформатор**

В даній кваліфікаційній роботі буде розглянута трансформаторна підстанція з двома трьохобмотковими трансформаторами типу ТДТН-10000/110/35/10-У1.

#### **1. Загальні характеристики трансформатора:**

- Потужність 10000 кВА

- Група з'єднання обмоток У<sub>Н</sub> // У<sub>нд</sub>-0-11
- Напруга обмотки ВН 115 кВ
- Напруга обмотки СН 38,5 кВ
- Напруга обмотки НН 11 кВ
- Регулювання напруги РПН з боку ВН  $\pm 9 \times 1,78\%$
- Кліматичне виконання - У1.

## 2. Призначення:

Трансформатор силовий, трифазний, трьохобмотковий, з природною циркуляцією масла і примусовою циркуляцією повітря, з регулюванням напруги під навантаженням (РПН), з діапазоном регулювання  $\pm 9 \times 1,78\%$  з боку ВН, з перемиканням відгалужень без збудження (ПБЗ), з діапазоном регулювання  $\pm 2 \times 2,5\%$  з боку СН. Автоматичне управління здійснюється від автоматичного контролера поставляється разом трансформатора. Застосування трансформатора типу ТДТН дозволяє забезпечити споживачеві надійне електропостачання протягом усього терміну експлуатації.

## 3. Умови експлуатації:

- Висота над рівнем моря до 1000 м
- Температура для помірного клімату від  $-60^\circ \text{C}$  до  $+40^\circ \text{C}$
- Відносна вологість повітря не більше 80% при  $+25^\circ \text{C}$

## 4. Працездатність: не менше 25 років.

## 5. Структура умовного позначення ТДТН-10000/110/35/10-У1

- Т – трансформатор трифазний,
- Д – з природньою циркуляцією масла та примусовою циркуляцією повітря,
- Т – трьохобмотковий,
- Н – з регулюванням напруги під навантаженням (РПН),
- 10000 – номінальна потужність, кВА,
- 110 – клас напруги, кВ,

У1 – кліматичне виконання та категорія розміщення згідно ГОСТ 15150.  
У – помірний макрокліматичний район, 1 – експлуатація на відкритому повітрі із впливом будь-яких атмосферних факторів (дощ, злива, сніг, пил під час сильного вітру).

#### Висновки по розділу

На основі теоретичних даних, даних щодо компоновки підстанції та характеристики трансформатора можна сказати, що для побудови економічно вигідної та безпечної у використанні підстанції необхідно зробити точні розрахунки за такими пунктами:

- Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції;
- Вибір потужності трансформаторів;
- Визначення величини розрахункових робочих струмів;
- Розрахунок струмів короткого замикання;
- Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ.

Також необхідно обрати такі апарати відкритої та закритої частин розподільної підстанції, як:

- Вимикачі;
- Роз'єднувачі;
- Системи вимірів і обліку електроенергії;
- Вимірювальні трансформатори струму;
- Вимірювальні трансформатори напруги;
- Трансформатори власних потреб;
- Запобіжники;
- Розрядники.

Для нормальної роботи підстанції необхідно розрахувати та обрати струмоведучі частини: шини та кабелі, ізолятори шинних конструкцій.

## 2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Аналіз та розрахунок електричного навантаження підстанції, визначення її однолінійної схеми

#### 2.1.1. Особливості навантаження підстанції

В таблиці 2.1 наведено прийняті основні дані для розрахунку.

Таблиця 2.1 - Вхідні дані

	Трансформа- тор	Асинхронні двигуни	Синхронні двигуни	Інші споживачі
$S_{кз} = 1350$ МВА	$S_{нт} = 1$ МВА	$P_{нАд} = 0,32$ МВт	$P_{нсД} = 1$ МВт	$S = 3$ МВА
$U_1 = 110$ кВ	$N = 4$	$N = 3$	$N = 4$	$N = 2$
$U_2 = 35$ кВ	$K_n = 0,7$	$K_n = 0,7$	$K_n = 0,8$	$\cos\varphi = 0,9$
$U_3 = 10$ кВ	$\cos\varphi = 0,9$	$\cos\varphi = 0,8$	$\cos\varphi = 0,9$	$T_m = 5600$ год

#### 2.1.2. Обґрунтування однолінійної схеми електропостачання підстанції

До схем електричних з'єднань електростанцій та електричних установок пред'являються наступні загальні вимоги:

- 1) надійність роботи;
- 2) економічність;
- 3) гнучкість та практичність експлуатації (найбільша оперативна гнучкість схеми при виконанні операції над комутаційними апаратами дистанційно або засобами автоматики);
- 4) безпека обслуговування;
- 5) можливість розширення.

На вибір схем електричних з'єднань електростанцій впливає ряд факторів:

- 1) шини електростанцій;

- 2) кількість та потужність генераторів станції;
- 3) наявність та величина місцевого навантаження;
- 4) категорійність споживачів;
- 5) роль станції в енергосистемі;
- 6) схема та напруга в енергосистемі;
- 7) рівень струмів к.з.;
- 8) величини збитку при невідпуску електроенергії споживачам, а також величина системного збитку при аварійному відключенні генераторів, блоків, міжсистемних зв'язків;
- 9) наявність місць для спорудження РУ (розподільні установки);
- 10) досвід та ерудиція проєктанта.

При проєктуванні схеми відшукується оптимальний варіант, який в певній мірі задовольняє перелічені вимоги.

Головна схема даної проєктованої підстанції складається з розподільчого пристрою 110 кВ, силових трансформаторів 110/35/10 кВ, розподільчого пристрою 35 кВ та 10 кВ.

На стороні напруги 110 кВ, приймаємо схему “Три блоки лінія – трансформатор з вимикачами”.

На стороні напруги 35 кВ приймаємо схему “Одна одиночна, секціонована вимикачем система”.

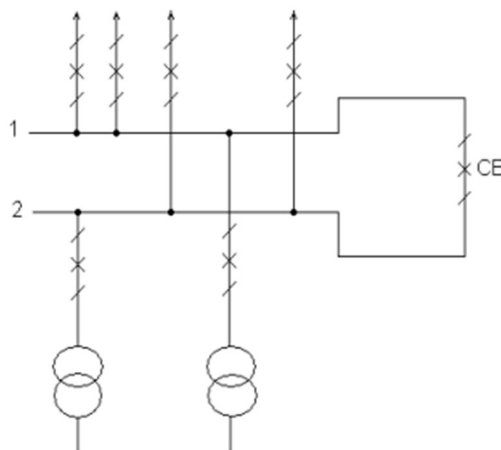


Рис.1 Схема з однією секціонованою системою шин.

В нормальному режимі роботи трансформатори працюють роздільно, секційний вимикач відключений.

## 2.2 Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції і вибір типу та потужності трансформаторів

### 2.2.1 Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції

В кваліфікаційній роботі при визначенні розрахункових навантажень для споживачів з тривалим режимом роботи доцільно застосовувати метод коефіцієнта попиту. Порядок визначення максимальних значень розрахункових величин:

Навантаження трансформаторів  $P_{м.т}$  і  $Q_{м.т}$  з урахуванням коефіцієнта завантаження в нормальному режимі КЗ:

$$P_{м.м.} = K_3 * n_m * S_m * \cos\varphi_m \quad (2.1)$$

$$P_{м.т} = 0,7 * 4 * 1 * 0,9 = 2,52 \text{ МВт}$$

$$\text{tg}\varphi_m = 0,484$$

$$Q_{м.м.} = P_{м.м.} * \text{tg}\varphi \quad (2.2)$$

$$Q_{м.т.} = 2,52 * 0,48 = 1,22 \text{ Мвар}$$

де  $S_T$  – номінальна потужність трансформаторів, що навантажують підстанції;

$n_T$  – кількість трансформаторів, підключених до однієї секції шин;

$S_m$  – номінальна потужність трансформаторів з первинною напругою 10 кВ;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності трансформаторних навантажень.

Визначаємо активну  $P_{м.сд}$  і реактивну  $Q_{м.сд}$  потужності, які споживаються синхронними електродвигунами СД:

$$P_{m.cd} = K_n * n_{cd} * P_{cd} \quad (2.3)$$

$$P_{m.cd} = 0,8 * 4 * 1 = 3,2 \text{ МВт}$$

$$Q_{m.cd} = P_{m.cd} * \operatorname{tg} \varphi_{cd} \quad (2.4)$$

$$Q_{m.cd} = 3,2 * 0,48 = 1,55 \text{ Мвар}$$

де  $K_n$  – коефіцієнт попиту;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності.

Аналогічно визначаємо  $P_{m.ad}$  і  $Q_{m.ad}$  для асинхронних двигунів:

$$P_{m.ad} = K_n * n_{ad} * P_{ad} \quad (2.5)$$

$$P_{m.ad} = 0,7 * 3 * 0,32 = 0,67 \text{ МВт}$$

$$Q_{m.ad} = P_{m.ad} * \operatorname{tg} \varphi_{ad} \quad (2.6)$$

$$Q_{m.ad} = 0,67 * 0,75 = 0,5 \text{ Мвар}$$

Навантаження споживачів:

$$P_{m.cn} = n_{cn} * S_{cn} * \cos \varphi_{cn} \quad (2.7)$$

$$P_{m.cn} = 2 * 3 * 0,9 = 5,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{m.cn} = P_{m.cn} * \operatorname{tg} \varphi_{cn} \quad (2.8)$$

$$P_{m.cn} = 5,4 * 0,48 = 2,62 \text{ Мвар}$$

Сумарна розрахункова потужність підстанції:

$$S_m = n_c \sqrt{(P_{m.T} + P_{m.cn} + P_{m.ad} + P_{m.cd})^2 + (Q_{m.T} + Q_{m.cn} + Q_{m.ad} - Q_{m.cd})^2} =$$

$$1 \sqrt{(2,52 + 5,4 + 0,67 + 3,2)^2 + (1,22 + 2,62 + 0,5 - 1,55)^2} = 12,12 \text{ МВА}$$

де  $n_c$  – число секцій РП -10 кВ.



### 2.2.2 Вибір потужності трансформаторів

Вибір потужності трансформаторів виконується, виходячи з повної розрахункової потужності об'єкта, добового графіка навантажень і показників, які характеризують сезонні зміни навантажень, а також в залежності від кліматичних умов. Трансформатори головних понижувальних підстанцій (ГПП) і підстанцій глибокого вводу (ПГВ) вибирають так, щоб при виході з роботи одного, інший забезпечив би роботу підприємства на час заміни трансформатора з урахуванням можливого зменшення навантажень і з використанням допустимого перевантаження трансформатора. Вибір потужності трансформаторів виконуємо відповідно до ГОСТ 14209-85. На двотрансформаторних ГПП при відсутності резервування по мережах вторинної напруги потужність кожного трансформатора вибирають рівною 0,65-0,7 сумарного розрахункового навантаження.

Вибір потужності трансформаторів можливо виконати при умові:

$$S_{HT} \geq \frac{S_{m.авар}}{K_{2ав.}} = \frac{12,12}{1,4} = 8,66 \quad (2.9)$$

де  $S_{m.авр}$  – максимальне навантаження в аварійному режимі, яке визначається по розрахунковим навантаженням;

$k_{авар} = 1,4$  – найбільший коефіцієнт перевантаження в аварійному режимі.

Приймаємо трансформатори типу ТДТН – 10000/110. Дані трансформатора наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 -Технічні дані трансформатора

Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВА	Напруга, кВ			u <sub>к</sub> , %		ΔP <sub>к.з.</sub> , кВт	ΔP <sub>х.х.</sub> , кВт	I <sub>хх</sub> , %
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН			
ТДТН- 10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17,5	76	11,5	0,3

### 2.3 Визначення величини розрахункових робочих струмів

Розрахунковий робочий струм I<sub>рн</sub> лінії вводу в нормальному режимі:

$$I_{р.н.1} = \frac{0,7S_{HT}}{n_B * \sqrt{3} U_{H1}} \quad (2.10)$$

$$I_{р.н.1} = \frac{0,7 * 10000}{1 * \sqrt{3} * 110} = 36,74 \text{ A}$$

$$I_{р.н.2} = \frac{0,7S_{HT}}{n_B * \sqrt{3} U_{H2}} \quad (2.11)$$

$$I_{р.н.2} = \frac{0,7 * 10000}{1 * \sqrt{3} * 35} = 115,47 \text{ A}$$

$$I_{р.н.3} = \frac{0,7S_{HT}}{n_B * \sqrt{3} U_{H2}} \quad (2.12)$$

$$I_{р.н.3} = \frac{0,7 * 10000}{1 * \sqrt{3} * 10} = 404,15 \text{ A}$$

Розрахунковий робочий струм вводу в після аварійному (форсованому) режимі (при вимкненні одного з виводів), А:

$$I_{р.ф.1} = 2 * I_{р.н.1} \leq \frac{1,4S_{HT}}{n_B * \sqrt{3} U_{H1}} \quad (2.13)$$

$$2 * 36,74 \leq \frac{1,4 * 10000}{1 * \sqrt{3} * 110}$$

$$73,48 \leq 73,48$$

$$I_{р.ф.2} = 2 * I_{р.н.2} \leq \frac{1,4S_{HT}}{n_B * \sqrt{3} U_{H2}} \quad (2.14)$$

$$2 * 115,47 \leq \frac{1,4 * 10000}{1 * \sqrt{3} * 35}$$

$$230,94 \leq 230,94$$

$$I_{p.ф.3} = 2 * I_{p.н.3} \leq \frac{1,4S_{HT}}{n_B * \sqrt{3} U_{H3}} \quad (2.15)$$

$$2 * 404,15 \leq \frac{1,4 * 10000}{1 * \sqrt{3} * 10}$$

$$808,3 \leq 808,3$$

В нормальному режимі роботи секційний вимикач відключений, в післяаварійному режимі робочий струм секційного вимикача дорівнює робочому струму секції:

$$I_{pH3} = 404,15 \text{ A}$$

Розрахункові струми споживачів, приєднаних до шин ЗРП:

а) приєднання цехового трансформатора:

$$I_{p.н.т} = \frac{K_3 * S_{HT}}{\sqrt{3} * U_{H3}} \quad (2.16)$$

$$I_{p.н.т} = \frac{0,7 * 10000}{\sqrt{3} * 10} = 404,15 \text{ A}$$

$$I_{p.ф.т} = \frac{1,4 * S_{HT}}{\sqrt{3} * U_{H3}} \quad (2.17)$$

$$I_{p.ф.т} = \frac{1,4 * 10000}{\sqrt{3} * 10} = 808,3 \text{ A}$$

б) приєднання синхронного електродвигуна:

$$I_{p.н.сд} = \frac{P_{сд}}{\sqrt{3} * U_H * \cos \varphi} \quad (2.18)$$

$$I_{p.н.сд} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 10 * 0,9} = 64,15 \text{ A}$$

$$I_{p.ф.сд} = 1,05 * I_{p.н.сд} \quad (2.19)$$

$$I_{p.ф.сд} = 1,05 * 64,15 = 67,36 \text{ A}$$

в) приєднання асинхронного електродвигуна:

$$I_{р.н.ад} = \frac{P_{ад}}{\sqrt{3} * U_{н} * \cos \varphi} \quad (2.20)$$

$$I_{р.н.ад} = \frac{320}{\sqrt{3} * 10 * 0,8} = 23,1 \text{ A}$$

$$I_{р.ф.ад} = 1,05 * I_{р.н.ад} \quad (2.21)$$

$$I_{р.ф.ад} = 1,05 * 23,1 = 24,25 \text{ A}$$

г) приєднання стороннього споживача:

$$I_{р.ф.сп} = \frac{S_{сп}}{\sqrt{3} U_{н}} \quad (2.22)$$

$$I_{р.ф.сп} = \frac{3000}{\sqrt{3} * 10} = 173,21 \text{ A}$$

$$I_{рф.сп} = I_{рн.сп} = 173,21 \text{ A}$$

д) приєднання ВЛ:

$$I_{р.ф.сп} = \frac{S_{сп\Sigma}}{\sqrt{3} U_{н}} \quad (2.23)$$

$$I_{р.ф.сп} = \frac{10550}{\sqrt{3} * 35} = 174,03 \text{ A}$$

$$I_{рф.сп} = I_{рн.сп} = 174,03 \text{ A}$$

## 2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Порушення нормальної роботи електричних установок і системи електропостачання обумовлені переважно короткими замиканнями й замиканнями на землю. Коротким замиканням (КЗ) називається всяке непередбачене нормальним режимом замикання між струмоведучими частинами, що належать до різних фаз. Замиканням на землю називається всяке

непередбачене нормальним режимом замикання на землю струмовідних частин.

Основними причинами виникнення КЗ і замикань на землю є: природне зношування або механічне ушкодження ізоляції, перекриття голих струмовідних частин, комутаційні й атмосферні перенапруги. При КЗ зменшується загальний опір проводів і струмовідних частин системи електропостачання, що призведе до збільшення струмів і зниженню напруги, особливо в точці КЗ. Як правило, у точці КЗ виникає електрична дуга, що утворює перехідний опір. Безпосереднє КЗ без перехідного опору називається металевим КЗ. Зневага перехідним опором спрощує розрахунки й забезпечує максимальне значення струму КЗ при тих самих вихідних умовах, що вкрай важливо для вибору апаратури.

Струми КЗ в електричних установках можуть досягати значних величин. Ці аварійні струми становлять небезпеку для апаратури й струмовідних частин електричних установок, тому що останні можуть перегріватися понад припустиму температуру й піддаватися великим механічним діям.

Розрахунок струмів КЗ необхідний: для вибору й перевірки електроустаткування та струмовідних частин, для вибору засобів обмеження аварійних струмів, для проектування й налаштування пристроїв захисту й автоматики. Точність розрахунку струмів КЗ залежить від його призначення. Так, для вибору електричних апаратів досить наближене визначення струмів КЗ. Для вибору й налаштування захисту й автоматики точність розрахунків значно вище.

#### **2.4.1 Визначення точок короткого замикання**

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо у об'ємі, необхідному для вибору апаратів і провідників.

Розрахункова схема для визначення струмів КЗ наведена на рис. 2. Розрахункові точки КЗ визначені з умови розрахунку максимальних струмів КЗ, які течуть через відповідні провідники та електричні апарати.

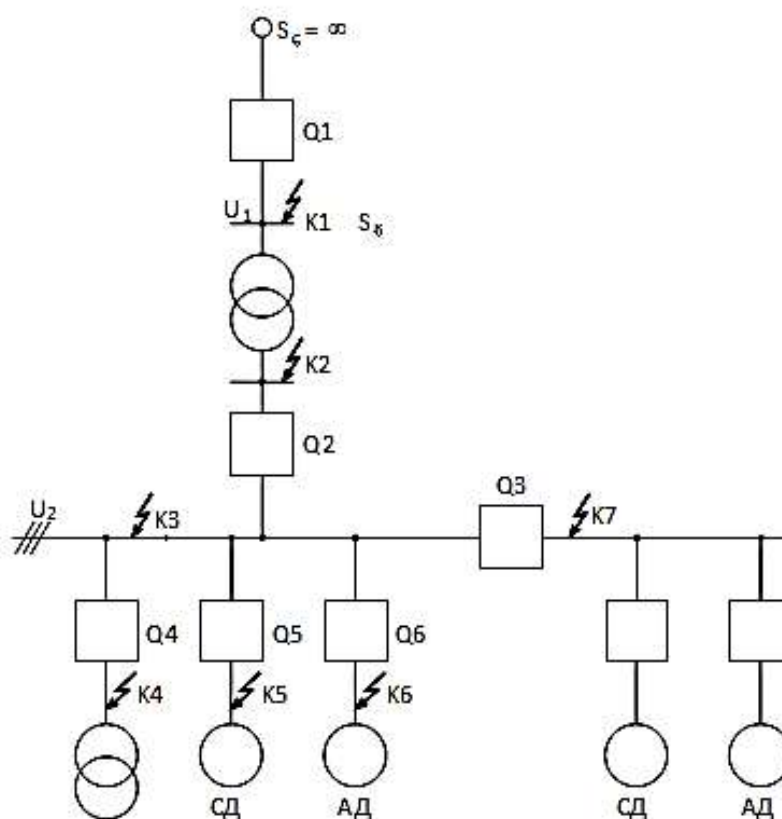


Рис. 2 Розрахункова схема для визначення струмів КЗ

## 2.4.2 Визначення струмів КЗ на сторонах високої та низької напруги

### 1. Розрахунок струмів КЗ на стороні 110 кВ

Приймаємо базисні умови:

$$S_6 = 100 \text{ МВА}$$

$$U_{61} = 115 \text{ кВ}$$

Базовий струм на ступені КЗ:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{61}} \quad (2.24)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} * 115} = 0,502 \text{ кА}$$

де  $S_{\phi}$  – базова потужність, МВА;

$U_{\phi 1}$  – середня номінальна напруга.

Розрахунок струмів КЗ на стороні 110 кВ (точка К1). Враховуємо тільки струм від системи.

Опір системи:

$$x_{*(\phi)c} = \frac{S_{\phi}}{S_{кз}} \quad (2.25)$$

$$x_{*(\phi)c} = \frac{100}{1350} = 0,07$$

де  $S_{кз}$  – потужність КЗ на шинах підстанції, МВА.

Періодична складова струму КЗ від системи:

$$I_{n,t=0,as} = I_{n,t_{i,as}} = \frac{S_{\phi,ВН}}{x_{*(\phi)c}} \quad (2.26)$$

$$I_{n,t=0,as} = \frac{0,502}{0,07} = 7,17 \text{ кА}$$

Так як  $S_c = \infty$ , то

$$I_{1п,t=0,as} = I_{1п,t,as} = 7,17 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{n,t=0,01} \exp\left(-\frac{\tau}{T_d}\right) \quad (2.27)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * 7,17 * e^{\frac{-0,055}{0,03}} = 1,62 \text{ кА}$$

$$\tau = t_{В,В} + t_{рз.min} \quad (2.28)$$

$$\tau = 0,045 + 0,01 = 0,055 \text{ с}$$

де  $\tau$  – найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів вимикача, с;

$t_{рз.мин} = 0,01$ с - мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{в.в} = 0,045$ – власний час відключення вимикача ВРС110.

Ударний струм КЗ (найбільший пік):

$$i_{y.1} = k_y \sqrt{2} I_{n,t=0,as} \quad (2.29)$$

$$i_{y.1} = 1,4 * \sqrt{2} * 7,17 = 14,19 \text{ кА},$$

де  $k_y$ – ударний коефіцієнт.

Значення  $k_y$  і  $T_a$  в залежності від міста короткого замикання наведені в табл. 2.3.

Ударний коефіцієнт для двигунів розраховуємо по формулі:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a} \quad (2.30)$$

для синхронного двигуна:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/0,04} = 1,28$$

для асинхронного двигуна:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/0,05} = 1,22$$

Таблиця 2.3 - Значення  $K_y$  і  $T_a$

Місце короткого замикання	$T_a$ , с	$K_y$
Система, зв'язана з РП 110 кВ повітряною лінією	0,03	1,4
Система, зв'язана з РП 35 кВ повітряною лінією	0,05	1,22



Кінець таблиці 2.3

Система, зв'язана з РП 10 кВ через трансформатор потужністю 10 МВА	0,04	1,3
Синхронні двигуни	0,04	1,28
Асинхронні двигуни	0,05	1,22

2. Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 35 кВ

Приймаємо базисні умови:

$$S_6 = 100 \text{ МВА}$$

$$U_{61} = 38,5 \text{ кВ}$$

базовий струм на стороні СН:

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} \quad (2.31)$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,5 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 35 кВ (точка К2)

Опір трансформатора з обмоткою СН, при паралельному з'єднанні розщеплених обмоток:

$$x_{*(6)m} = \frac{u_{к.В-С} \cdot S_6}{100 \cdot S_{HT}} \quad (2.32)$$

$$x_{*(6)m} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 10} = 1,05$$

Сумарний опір до точки КЗ на 35 кВ:

$$x_{*(6)рез} = x_{*(6)с} + x_{*(6)т} \quad (2.33)$$

$$X_{*(6)рез} = 0,07 + 1,05 = 1,12$$

Періодична складова струму КЗ від системи

$$I_{2п,t=0,ас} = \frac{E_{*(6)}I_{62}}{X_{*(6)рез}} \quad (2.34)$$

$$I_{2п,t=0,ас} = \frac{1 * 1,5}{1,12} = 1,34 \text{ кА}$$

$E_{*(6)}$  = 1- значення ЕРС джерела.

$$I_{2п,t=0,ас} = I_{2п,t,ас} = 1,34 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат2} = \sqrt{2} \cdot I_{2п,t=0,ас} \cdot e^{\frac{-t}{T_{a2}}} \quad (2.35)$$

$$i_{ат2} = \sqrt{2} \cdot 1,34 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,05}} = 0,64 \text{ кА}$$

де  $T_{a2} = 0,05$  – постійна часу затухаючого аперіодичної складової.

$$\tau_2 = t_{в.в} + t_{рз.мин} \quad (2.36)$$

$$\tau_2 = 0,045 + 0,01 = 0,055 \text{ с}$$

Ударний струм КЗ (найбільший пік):

$$i_{y2} = k_y \sqrt{2} \cdot I_{2п,t=0,ас} \quad (2.37)$$

$$i_{y2} = 1,22 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,34 = 2,31 \text{ кА}$$

де  $K_y$  – ударний коефіцієнт.

Значення  $K_y$  і  $T_a$  в залежності від міста короткого замикання наведені в табл. 2.3.

### 3. Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 10 кВ

Приймаємо базисні умови:

$$S_6 = 100 \text{ МВА}$$

$$U_{61} = 11 \text{ кВ}$$

базовий струм на стороні СН:

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} \quad (2.38)$$

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 11} = 5,25 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 10 кВ (точка К4)

Опір трансформатора з обмоткою НН, при паралельному з'єднанні розщеплених обмоток:

$$x_{*(6)m} = \frac{u_{к.В-Н} \cdot S_6}{100 \cdot S_{HT}} \quad (2.39)$$

$$X_{*(6)m} = \frac{17,5 \cdot 100}{100 \cdot 10} = 1,75$$

Сумарний опір до точки КЗ на 10 кВ:

$$x_{*(6)рез} = x_{*(6)с} + x_{*(6)т} \quad (2.40)$$

$$X_{*(6)рез} = 0,07 + 1,75 = 1,82$$

Періодична складова струму КЗ від системи

$$I_{3п,t=0,ас} = \frac{E_{*(6)} I_{6з}}{X_{*(6)рез}} \quad (2.41)$$

$$I_{3п,t=0,ас} = \frac{1 * 1,5}{1,82} = 0,82 \text{ кА}$$

$E_{*(6)} = 1$  - значення ЕРС джерела.

$$I_{3п,t=0,ас} = I_{3п,t,ас} = 0,82 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{3п,t=0,ас} \cdot e^{\frac{-\tau_3}{T_{а2}}} \quad (2.42)$$

$$i_{ат3} = \sqrt{2} \cdot 0,82 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,04}} = 1,24 \text{ кА}$$

де  $T_{а3} = 0,05$  – постійна часу затухаючого аперіодичної складової.

$$\tau_3 = t_{в,в} + t_{рз.мин} \quad (2.43)$$

$$\tau_3 = 0,045 + 0,01 = 0,055 \text{ с}$$

Ударний струм КЗ (найбільший пік):

$$i_{у3} = k_y \sqrt{2} \cdot I_{3п,t=0,ас} \quad (2.44)$$

$$i_{у3} = 1,3 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,24 = 2,28 \text{ кА}$$

де  $K_y$  – ударний коефіцієнт.

Значення  $K_y$  і  $T_a$  в залежності від міста короткого замикання наведені в табл. 2.3.

4. Розрахунок струмів КЗ від двигунів

У розподільній мережі поряд з основними джерелами живлення місця КЗ можуть бути місцеві джерела – синхронні компенсатори, синхронні й асинхронні двигуни, які виділяють в окремі генеруючі гілки. Їх вплив на величину початкового струму КЗ проявляється, якщо двигуни підключені до місця КЗ, а основні джерела мають більшу електричну віддаленість.

Визначаємо струм КЗ від електродвигунів. Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ від двигунів без розрахунку зовнішнього опору:

а) для асинхронних двигунів

$$I_{n,t=0,AD}^{(3)} = n_{AD} I_{*(ном)пуск} I_{р.н.АД} = 3 \cdot 5 \cdot 23,1 = 0,35 \text{ кА} \quad (2.44)$$

$$I_{n,t=0,nAD=1}^{(3)} = 1 \cdot 5 \cdot 23,1 = 0,116 \text{ кА} \quad (2.45)$$

де  $I_{*(ном)пуск}$  – струм у відносних одиницях за каталожними даними (допускається приймати для асинхронних двигунів  $I_{*(ном)пуск} = (4,5 \div 5,5)$ ).

б) для синхронних електродвигунів

$$I_{n,t=0,CD}^{(3)} = n_{CD} E_{*(ном)CD} I_{р.н.СД} / x_{*(ном)СД}'' \\ = (4 \cdot 1,1 \cdot 64,15) / 0,18 = 1,57 \text{ кА} \quad (2.46)$$

$$I_{n,t=0,nCD=1}^{(3)} = \frac{1 \cdot 1,1 \cdot 64,15}{0,18} = 0,39 \text{ кА}$$

де  $E_{*(ном)СД}$  – надперехідна ЕРС двигуна; за відсутності первинних даних наближено приймають  $E_{*(ном)СД} = 1,1$ ;

$x_{*(ном)СД}''$  – надперехідний опір двигуна, який знаходиться за каталожними даними або наближено приймають  $x_{*(ном)СД}'' = 0,165 \div 0,2$ .

Початкове значення періодичної складової струму, створюваного всіма джерелами у місці КЗ:

$$I_{n,t=0,\Sigma}^{(3)} = I_{n,t=0,as}^{(3)} + I_{n,t=0,AD}^{(3)} + I_{n,t=0,CD}^{(3)} \quad (2.47)$$

$$I_{n,t=0,\Sigma}^{(3)} = 0,82 + 0,35 + 1,57 = 2,74 \text{ кА}$$

Складова струму КЗ, створювана асинхронними електродвигунами у момент часу  $t=0,07$ :

$$I_{n,t,AD}^{(3)} = \gamma_{t,AD} I_{n,t=0,AD}^{(3)} = 0,4 \cdot 0,35 = 0,14 \text{ кА} \quad (2.48)$$

$$I_{n,t,n_{AD}=1}^{(3)} = 0,4 \cdot 0,116 = 0,05 \text{ кА}$$

де  $\gamma_{t,AD} = I_{n,t,AD}^{(3)} / I_{n,t=0,AD}^{(3)}$  – відносні значення періодичної складової струму КЗ, так для  $t=0,07$  с  $\gamma_{t=0,07,AD} = 0,29 - 0,4$ .

Складова струму КЗ, створювана синхронними електродвигунами у момент часу  $t=0,07$ :

$$I_{n,t,CD}^{(3)} = \gamma_{t,CD} I_{n,t=0,CD}^{(3)} = 0,7 \cdot 1,57 = 1,1 \text{ кА}$$

$$I_{n,t,n_{CD}=1}^{(3)} = 0,7 \cdot 0,39 = 0,27 \text{ кА}$$

Значення  $\gamma_{t=0,07,CD} = 0,67 - 0,78$ .

Значення періодичної складової струму КЗ від усіх джерел у місці КЗ

$$I_{n,t,\Sigma}^{(3)} = I_{n,t,as}^{(3)} + I_{n,t,AD}^{(3)} + I_{n,t,CD}^{(3)} = 0,82 + 0,14 + 1,1 = 2,06 \text{ кА}$$

Значення аперіодичної складової струму у місці КЗ для довільного моменту часу  $t=0,07$

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} [I_{n,t=0,as} \exp(-t/T_a) + I_{n,t=0,AD} \exp(-t/T_{a,AD}) + I_{n,t=0,CD} \exp(-t/T_{a,CD})];$$

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} (0,82 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,03}} + 0,35 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,05}} + 1,57 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,04}}) = 0,55 \text{ кА}$$

Значення  $K_y$  і  $T_a$  в залежності від міста короткого замикання наведені в табл. 2.3.

### 5. Розрахунок струмів КЗ в точках

Визначаємо струми КЗ у точці К5:

$$I_{n,t=0}^{(3)} = I_{n,t=0,as}^{(3)} + 2 \cdot (I_{n,t=0,AD}^{(3)} + I_{n,t=0,CD}^{(3)}) \quad (2.49)$$

$$I_{n,t=0}^{(3)} = 0,82 + 2 \cdot (0,35 + 1,57) = 4,66 \text{ кА}$$

$$I_{n,t,\Sigma} = I_{n,t,as}^{(3)} + 2 \cdot (I_{n,t,AD}^{(3)} + I_{n,t,CD}^{(3)})$$

$$I_{n,t,\Sigma} = 0,82 + 2(0,14 + 1,1) = 3,3 \text{ кА}$$

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} [I_{n,t=0,as} \exp(-t/T_a) + 2 \cdot (I_{n,t=0,AD} \exp(-t/T_{a,AD}) + I_{n,t=0,CD} \exp(-t/T_{a,CD}))] \quad (2.50)$$

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} \cdot (0,82 \cdot 0,097 + 2(0,35 \cdot 0,25 + 1,57 \cdot 0,174)) = 1,133 \text{ кА}$$

Струми КЗ у точці К2 дорівнюють струмам КЗ у точці К3.

Струми КЗ у точці К5 дорівнюють струмам КЗ у точці К8.

Визначаємо струми КЗ у точці К6:

$$I_{n,t=0}^{(3)} = I_{n,t=0,as}^{(3)} + 2 \cdot I_{n,t=0,AD}^{(3)} + I_{n,t=0,n_{CD}=1}^{(3)} (n - 1),$$

$$I_{n,t=0}^{(3)} = 0,82 + 2 \cdot 0,35 + 0,39 \cdot (4 - 1) = 2,69 \text{ кА}$$

$$I_{n,t,\Sigma} = I_{n,t,as}^{(3)} + 2 \cdot I_{n,t,AD}^{(3)} + I_{n,t,nCD=1}^{(3)} \cdot (n-1),$$

$$I_{n,t,\Sigma} = 0,82 + 2 \cdot 0,14 + 0,39 \cdot (4-1) = 2,27 \text{ кА}$$

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} (I_{n,t=0,as} \exp(-t/T_a) + 2 \cdot I_{n,t=0,AD} \exp(-t/T_{a,AD}) + I_{n,t=0,n,CD=1} \exp(-t/T_{a,CD}) \cdot (n-1))$$

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} (0,82 \cdot 0,097 + 2 \cdot 0,35 \cdot 0,25 + 1,57 \cdot 0,39 \cdot (4-1)) = 1,23 \text{ кА}$$

$$i_{y,\Sigma} = \sqrt{2} [k_{y,as} I_{n,t=0,as} + 2 \cdot k_{y,AD} I_{n,t=0,AD} + k_{y,CD} I_{n,t=0,n,CD=1} \cdot (n-1)]$$

$$i_{y,\Sigma} = \sqrt{2} (1,3 \cdot 0,82 + 2 \cdot 0,35 \cdot 1,22 + 1,28 \cdot 0,39 \cdot (4-1)) = 4,83 \text{ кА}$$

Визначаємо струми КЗ у точці К7:

$$I_{n,t=0}^{(3)} = I_{n,t=0,as}^{(3)} + I_{n,t=0,n,AD=1}^{(3)} \cdot (n_{AD} - 1) + 2 \cdot I_{n,t=0,CD}^{(3)} =$$

$$= 0,82 + 0,116 \cdot (3-1) + 2 \cdot 1,57 = 4,19 \text{ кА}$$

$$I_{n,t,\Sigma}^{(3)} = I_{n,t,as}^{(3)} + I_{n,t,n,AD=1}^{(3)} \cdot (n_{AD} - 1) + 2 \cdot I_{n,t,CD}^{(3)}$$

$$= 0,82 + 0,05 \cdot (3-1) + 2 \cdot 0,315 = 1,55 \text{ кА}$$

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} (I_{n,t=0,as} \exp(-t/T_a) + 2 \cdot I_{n,t=0,CD} \exp(-t/T_{a,CD}) + I_{n,t=0,n,AD=1} \exp(-t/T_{a,AD}) \cdot (n-1))$$

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} (0,82 \cdot 0,097 + 2 \cdot 1,57 \cdot 0,174 + 0,39 \cdot 0,25 \cdot (3-1)) = 1,16 \text{ кА}$$

$$i_{y,\Sigma} = \sqrt{2} [k_{y,as} I_{n,t=0,as} + 2 \cdot k_{y,CD} \cdot I_{n,t=0,CD} + k_{y,AD} \cdot I_{n,t=0,n,AD=1} \cdot (n-1)]$$

$$i_{y,\Sigma} = \sqrt{2} \cdot (0,82 \cdot 1,22 + 2 \cdot 1,28 \cdot 1,57 + 1,22 \cdot 0,39 \cdot (3-1)) = 7,14 \text{ кА}$$

Результати розрахунків зводимо у таблицю 2.4.



Таблиця 2.4 - Результати розрахунків струмів КЗ

Значення струмів КЗ	Розрахункові точки КЗ								
	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8	К9
Початкове діюче значення періодичної складової $I_{n,t=0}^{(3)}$ , кА	7,17	1,34	1,34	0,82	4,66	2,69	4,19	4,66	2,74
Ударний струм $i_{y,\Sigma}$ найбільший пік, кА	14,19	2,31	2,31	2,28	9,18	4,83	7,14	4,12	7,71
Періодична складова в момент $(I_{n,t,\Sigma}^{(3)})$ , кА	7,17	1,34	1,34	0,82	3,3	2,27	1,55	3,3	2,06
Аперіодична складова в момент $(i_{a,t,\Sigma})$ , кА	1,62	0,64	0,64	1,24	1,133	1,23	1,16	1,133	0,55

### 2.5 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Тепловий імпульс визначається для перевірки апаратів, шин і кабелів на термічну стійкість струму короткого замикання  $B_k$  за час його існування.

Визначаємо тепловий імпульс на стороні 110 кВ (точка К1):

$$B_{K1} = I_{1n,t=0,as}^2 \cdot (t_{B1} + T_a) \quad (2.51)$$

де  $t_b$  – час відключення струму КЗ:

$$t_{B1} = t_{пв} + t_{рз} = 0,065 + 1,2 = 1,265 \text{ с} \quad (2.52)$$

де  $t_{пв} = 0.065$  – повний час відключення вимикача ВРС 110;

$t_{рз} = 1.2$  – час дії основного релейного захисту.

Приймаємо наступні значення часу дії релейного захисту  $t_{рз}$  :

- вимикачі тупикових приєднань – 0,01 с;

- ввідні вимикачі РП 35 кВ – 0,3 с;
- ввідні вимикачі РП 10 кВ – 0,6 с;
- ввідні вимикачі ліній підстанції – 1,2 с.

$$B_{к1} = 7,17^2 \cdot (1,265 + 0,03) = 66,57 \text{ кА}^2\text{с}$$

Визначаємо тепловий імпульс на стороні напруги 35 кВ (точка К2):

$$B_{к2} = I_{2п,t=0,ас}^2 \cdot (t_{в2} + T_a) \quad (2.53)$$

$$B_{к2} = 1,34 \cdot (1,5 + 0,03) = 2,05 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$t_{в2} = t_{пв} + t_{рз} = 0,3 + 1,2 = 1,5 \text{ с}$$

Визначаємо тепловий імпульс на стороні напруги 10 кВ (точка К4):

$$B_{к4} = I_{3п,t=0,ас}^2 \cdot (t_{в4} + T_a) \quad (2.54)$$

$$B_{к4} = 0,82 \cdot (1,8 + 0,03) = 1,5 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$t_{в4} = t_{пв} + t_{рз} = 0,6 + 1,2 = 1,8 \text{ с}$$

Тепловий імпульс в точці К5:

При КЗ біля групи двигунів і з урахуванням системи тепловий імпульс визначається як сумарний від періодичної складової струму КЗ.

$$B_{к5} = B_{кп5} + B_{ка5} \quad (2.55)$$

Тепловий імпульс періодичної складової струму КЗ:

$$B_{кп5} = I_{п0.с}^2 \cdot t_{в5} + 2 \cdot I_{п0.с} \cdot I_{п0.д} \cdot T'_д + 0,5 \cdot I_{п0.д}^2 \cdot T'_д = 7,17^2 \cdot 0,115 + 2 \cdot 7,17 \cdot 2 \cdot (0,35 + 1,57) \cdot 0,07 + 0,5 \cdot (2 \cdot (0,35 + 1,57))^2 \cdot 0,07 = 10,28 \text{ кА}^2\text{с}$$

де  $t_{в5} = t_{пв} + t_{рз} = 0,015 + 0,1 = 0.115$  с;

$T'=0,07$  с – постійна часу еквівалентного двигуна.

Тепловий імпульс аперіодичної складової:

$$B_{ка5} = (I_{п0.с} + I_{п0.д5})^2 \cdot T_{а5} = (7,17 + (0,35 + 1,57) \cdot 2)^2 \cdot 0,041 = 4,97 \text{ кА}^2\text{с}$$

де:

$$T_{а5} = \frac{T_{ас} \cdot I_{пос} + T_{а} \cdot I_{под}}{I_{пос} + I_{под}} = \frac{0,04 \cdot 0,82 + (0,05 \cdot 0,35 + 0,04 \cdot 1,57) \cdot 2}{0,82 + (0,35 + 1,57)} = 0,041 \text{ с}$$

Повний тепловий імпульс:

$$B_{к5} = B_{кп5} + B_{ка5} = 10,28 + 4,97 = 15,25 \text{ кА}^2\text{с}$$

Розрахунок в інших точках КЗ аналогічний розрахунку в точці К5.

Результати зводимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 - Результати розрахунку теплового імпульсу

Точка КЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8	К9
$B_{к}, \text{кА}^2\text{с}$	66,57	2,05	23,7	1,5	15,25	7,44	17,7	9,12	32,46

## 2.6 Конструктивне виконання підстанції. Вибір обладнання її відкритої та закритої частин

### 2.6.1 Розташування обладнання підстанції

На стороні 110 кВ, а також на стороні 35 кВ, приймаємо відкритий розподільчий пристрій. Всі електричні апарати встановлені на залізобетонних опорах, гнучкі шини. Для захисту ізоляції електричного обладнання від атмосферних перенапруг встановлені розрядники типу РВС-110 У1 та РВО-35

відповідно. Кабелі оперативних кіл прокладені в лотках із залізобетонних конструкцій без поглиблення їх в ґрунт. Огородження ВРП виконано залізобетонними плитами.

Зберігання трансформаторного масла на підстанції не передбачаємо. Доставка масла повинна здійснюватися в пересувних ємностях. Під силовими трансформаторами прокладений шар гравію, аварійний злив масла передбачений у аварійний підземний резервуар.

З'єднання силового трансформатора з закритим розподільчим пристроєм 10 кВ виконано шинним мостом. Жорсткі шини кріпляться на штирьових опорних ізоляторах, встановлених на залізобетонних конструкціях.

Розподільчий пристрій 10 кВ, трансформатори власних потреб, щити керування і приміщення обслуговуючого персоналу розташовані в одноповерховій будівлі з кабельним підвалом.

Розподільчий пристрій 10 кВ укомплектовано з шаф комплектного розподільчого пристрою КУ 6Ц в яких можлива установка такого обладнання:

Розподільчий пристрій 10 кВ укомплектовано з шаф комплектного розподільчого пристрою КУ-10 в яких можлива установка такого обладнання:

-вимикачі силові типів: ВР1; ВР2; ВР3 : ВВ/TEL- вакуумні:

-трансформатори струму типів: ТЛК-10; ТЛО-10; ТЛШ-10; ТЛП-10;

-трансформатори напруги типів: ЗНОМ-10-65; НОМ-10-65; НАМИ-10; НАМИТ-10;

-трансформатори власних потреб типу ТМ-40-10;

-розрядники типів: РВО;

-обмежувачі перенапруги типу ЗЕК7; Siemens;

-трансформатори струму нульової послідовності типу ТЗЛМ-1, ТЗЛМ-1-1, ТЗЛМ-1-2, ТЗЛЕ-125, ТЗЛ-200, ТЗРЛ-70, ТЗРЛ-125, CSH-120, CSH-200 ;

-резистори типу РЗ;

-запобіжники (патрони) типу ПКН для захисту трансформаторів напруги;

- запобіжники (патрони) силові типу ПКТ;
- трансформатори в шафах типу ШЗН для заземлення нейтралі - ТСНЗ-63.

Для захисту від перенапруг на кожній секції встановлені комірки з розрядниками типу РВЦ-10. На кожній секції шин передбачаємо по одній резервній комірці.

## 2.6.2 Вибір обладнання відкритої та закритої частин підстанції

Вибір вимикачів

Вибираємо вимикач на ввіді з боку напруги 110 кВ:

- а) за місцем установки приймаємо вимикач для зовнішньої установки (робота на відкритому повітрі), для роботи в районах з помірним кліматом;
- б) за напругою установки:

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

$$110 = 110 \text{ кВ}$$

- в) за тривалим струмом:

$$I_{\text{рф1}} \leq I_{\text{н}}$$

$$73,48 < 2500 \text{ А}$$

- г) по здатності вимикати:

$$I_{\text{пт1}} \leq I_{\text{отк.н}}$$

$$7,17 < 31,5 \text{ кА}$$

Приймаємо вимикач типу ВРС110.

Перевіряємо вимикач:

- а) на можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.н}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт1}} + i_{\text{ат1}} \quad (2.56)$$

$$\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot 7,17 + 1,62$$

$$62,37 > 11,76 \text{ кА}$$

б) на динамічну стійкість:

$$i_{\text{у1}} \leq i_{\text{дин}}$$

$$14,19 < 81, \text{ кА}$$

в) на термічну стійкість:

$$B_{\text{к1}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

де  $I_{\text{тер}}$  – середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості) по каталогу, кА;

$t_{\text{тер}}$  – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу,  $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$ .

$$66,57 < 31,5^2 \cdot 3 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$66,57 < 3150 \text{ кА}^2\text{с}$$

Остаточно приймаємо вимикач типу ВРС110.

Вибір інших вимикачів виконуємо аналогічно. Результати зводимо в таблицю 2.6.



Кінець таблиці 2.6

1	12	13	14	15	16	17	18	19
3. $I_{рф1} \leq I_H, A$	24,25	630	67,36	630	808,3	1000	173,21	630
4. $I_{пт1} \leq I_{отк.н}, kA$	2,27	20	1,55	20	3,3	20	2,06	20
5. $\sqrt{2} \cdot I_{отк.н} \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{пт1} + i_{ат1}$	4,44	39,6	3,35	39,6	5,8	39,6	3,46	39,6
6. $i_{y1} \leq i_{дин}, kA$	4,83	52	7,14	52	4,12	52	7,71	52
7. $B_{к1} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, kA^2c$	7,44	1200	17,7	1200	9,12	1200	32,46	1200

### 1. Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачем називається електричний апарат для оперативного переключення ділянок мережі після зняття напруги або під напругою в мережі з малими струмами замикання на землю і створення видимого розриву кола. За умовами техніки безпеки при провадженні робіт в електроустановках необхідно мати видимі розриви кола, відкіля може бути подана напруга. Зазначена вимога забезпечується роз'єднувачами, вони не мають пристроїв для гасіння дуги і не допускають переключення під навантаженням.

Вибираємо роз'єднувачі з боку 110 кВ:

а) за місцем установки приймаємо роз'єднувачі для зовнішньої установки, для роботи в районах з помірним кліматом;

б) за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 = 110 \text{ кВ}$$

в) за тривалим струмом:

$$I_{рн1} \leq I_H$$

$$36,74 < 1000 \text{ А}$$



Приймаємо роз'єднувач типу РДЗ-110/1000 У1.

а) на динамічну стійкість:

$$i_{y1} \leq i_{\text{дин}}$$

$$14,19 \text{ кА} < 80 \text{ кА}$$

б) на термічну стійкість:

$$B_{k1} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$66,57 < 3150 \text{ кА}$$

Остаточно приймаємо до установки роз'єднувач типу РДЗ-110/1000 У1.

## 2. Вибір системи вимірів і обліку електроенергії

Контроль за режимом роботи основного і допоміжного обладнання на підстанціях здійснюється за допомогою контрольно-вимірювальних приладів.

На приєднаннях проектуємої підстанції необхідно встановити прилади, наведені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Контрольно-вимірювальні прилади проектуємої підстанції

№ п/п	Приєднання	Місце установки приладів	Перелік приладів
1	2	3	4
1	Силового трансформатора 110/35 кВ	ВН НН	Амперметр, ватметр, лічильники активної і реактивної енергії
2	Секційного вимикача	На кожній секції або системі шин	Амперметр

Кінець таблиці 2.7

1	2	3	4
3	Споживачів: Асинхронного двигуна Синхронного двигуна Трансформатора	-	Амперметр, лічильник активної енергії
4	Інших споживачів	-	Амперметр, лічильники активної і реактивної енергії
5	Збірні шини 35 кВ	На кожній секції	Вольтметр для виміру міжфазної напруги і вольтметр з перемиканням для виміру трьох фазних напруг

### 3. Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Трансформатори струму – електромагнітні пристрої для перетворення вимірюваного струму до значення, що допускає підключення вимірювальних приладів і апаратів захисту (реле). В установках напругою вище 1000 В вони виконують також функцію ізоляції кіл високої напруги від вимірювальних кіл.

Вибираємо трансформатор струму на вводі 35 кВ:

а) за напругою установки:

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

$$35 = 35 \text{ кВ}$$

б) за тривалим струмом:

$$I_{\text{рф2}} \leq I_{\text{н}}$$

$$230,94 < 1000$$

в) за номінальним струмом вторинної обмотки. Приймаємо  $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$ ;

г) за класом точності до трансформаторів струму на ввіді 35 кВ приєднуються лічильники, по яким ведеться грошовий розрахунок, тому ці трансформатори повинні мати клас точності не нижче 0,5.

д) по вторинному навантаженні. Попередньо приймаємо трансформатори струму типу ТФЗМ-110Б-III У1 із  $Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$  з класом точності обмоток 0,5/10Р.

Складаємо таблицю 2.8 підключених приладів. Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму.

Таблиця 2.8 - Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Н-344	-	10	-
Лічильник активної енергії	СА3-І680	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	І-673	2,5	-	2,5
Разом		5	10	5

З таблиці 2.8 видно, що найбільш завантажені фази В. загальний опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом} \quad (2.57)$$

де  $S_{\text{приб}}$  – потужність, яка споживається приладами найбільш завантаженої фази, ВА;

$I_2$  – вторинний номінальний струм приладу, А.

Припустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,66 - 0,4 - 0,05 = 0,21 \text{ Ом}$$

де  $Z_{2\text{ном}}$  – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму в обраному класі точності, Ом;

$r_{\text{к}}$  – перехідний опір контактів, які приймається рівними 0,05 Ом при кількості приладів 2-3 та 0,1 при більшій кількості приборів.

Приймаємо кабель з алюмінієвими жилами, орієнтована довжина 9 м, тоді переріз жил кабелю:

$$l_{\text{роз}} = 9 \text{ м}$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{роз}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 9}{0,21} = 1,21 \text{ мм}^2 \quad (2.58)$$

де  $\rho$  - питомий опір матеріалу проводу. Для проводів з алюмінієвими жилами  $\rho = 0,0283 \text{ Ом мм}^2/\text{м}$ ;

$l_{\text{роз}}$  – розрахункова довжина, яка залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму. Трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому  $l_{\text{роз}} = 5$ .

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з перерізом жил 2,5 мм<sup>2</sup>.

Визначаємо фактичне розрахункове навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму:

$$z_2 = r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} - r'_{\text{пр}} = 0,66 - 0,05 - 0,1 = 0,51 \text{ Ом}$$

$$r'_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\text{ф}}} = \frac{0,0283 \cdot 9}{2,5} = 0,1 \text{ мм}^2 \quad (2.59)$$

де  $q_{\text{ф}}$  – фактичний перетин жил кабелю, мм<sup>2</sup>.

$$z_2 < z_{2\text{ном}}$$

$$0,51 < 0,66$$

Перевіряємо трансформатори струму:

а) на динамічну стійкість. Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин розподільчого пристрою, внаслідок цього такі трансформатори по цій умові не перевіряються.

б) на термічну стійкість:

$$W_{к2} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$66,57 < 111,63 \text{ кА}^2$$

Остаточно приймаємо трансформатор струму типу ТФЗМ-110Б-III У1 з класом точності обмоток 0,5/10Р .

Трансформатори струму на інших приєднаннях обираємо аналогічно, результати зводимо в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 - Результати вибору вимірювальних трансформаторів струму

Приєднання	Ввід 110кВ		Ввід 35кВ		Секційний вимикач		Ввід 10кВ		Секційний вимикач	
	1	2	3	4	5	6				
Тип трансформатора струму	ТФЗМ-110Б-III У1		ТЛК-35		ТЛК-35		ТОЛ-10		ТОЛ-10	
Умови вибору і перевірки	Розрахункові дані	Кагаложні дані	Розрахункові дані	Кагаложні дані	Розрахункові дані	Кагаложні дані	Розрахункові дані	Кагаложні дані	Розрахункові дані	Кагаложні дані
	1. $U_{уст} \leq U_{н}$ , кВ	110	110	35	35	35	35	10	10	10

Продовження таблиці 2.9

1	2		3		4		5		6	
2. $I_{p,\phi} \leq I_H$ , А	73,48	75	230,9	300	115,4	150	808,3	1000	404,1	600
3. $I_{2НОМ}$ , А	5		5		5		5		5	
4. Клас точності	0,5/10Р		0,5/10Р		0,5/10Р		0,5/10Р		0,5/10Р	
5. $Z_2 \leq Z_{2НОМ}$ , Ом	1,53	0,66	0,51	0,66	0,51	0,66	0,32	0,66	0,32	0,66
6. $B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$ або $B_K \leq (K_T I_{1НОМ})^2 t_{тер}$ , кА <sup>2</sup> с	66,57	111,63	2,05	3	23,7	111,63	1,5	3	15,25	111,63

Продовження таблиці 2.9

Приєднання	Асинхронний		Синхронний		Трансформат		Інші	
	двигун		двигун		ор		споживачі	
Тип трансформатора струму	ТОЛ-10		ТОЛ-10		ТОЛ-10		ТОЛ-10	
Умови вибору і перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані
1	7		8		9		10	
1. $U_{уст} \leq U_H$ , кВ	10	10	10	10	10	10	10	10
2. $I_{p,\phi} \leq I_H$ , А	24,25	30	67,36	75	808,3	1000	173,21	200
3. $I_{2НОМ}$ , А	5		5		5		5	

Кінець таблиці 2.9

1	7		8		9		10	
4. Клас точності	0,5/10P		0,5/10P		0,5/10P		0,5/10P	
5. $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ , Ом	0,32	0,66	0,32	0,66	0,32	0,66	0,32	0,66
6. $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> с	7,44	12	17,7	111,63	9,12	12	32,46	111,63

#### 4. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Трансформатори напруги призначені для перетворення високої напруги мережі в напругу, зручну для виміру звичайними приладами, а також для ізоляції цих приладів. За будовою та принципом дії трансформатор напруги подібний із силовим трансформатором.

Вибираємо трансформатор напруги на збірних шинах підстанції. Вибір ведемо за наступними параметрами:

а) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

б) за класом точності. До трансформаторів напруги приєднуються лічильники, за якими ведуться грошові розрахунки, тому вони повинні мати клас точності не нижче 0,5 .

в) за навантаженням на вторинну обмотку. Попередньо приймаємо трансформатор напруги типу НТМИ-10-У3,  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $S_{\text{ном}} = 150 \text{ кА}$  у класі точності 0,5. Підрахунок вторинного навантаження однієї секції збірних шин приведений у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 - Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів напруги

Прилад		Тип	Потужність Вт/В·А	Число приладів	Загальна споживана потужність	
					Р, Вт	Q, вар
Збірні шини 10 кВ	Вольтметр	Э350	3/-	4	12	-
Понижуючий трёхобмотковий трансформатор (ТДТН-10000/110)	Лічильник активної енергії	САЗУ- И680	2/8	2	4	16
	Лічильник реактивної енергії	СР4-И676	2/8	2	4	16
	Варметр	Д365	-	2	-	-
Приєднання АД, СД, Т	Лічильник активної енергії	САЗУ- И680	2/8	32	64	256
Приєднання інших споживачів	Лічильник активної енергії	САЗУ- И680	2/8	8	16	64
	Лічильник реактивної енергії	СР4-И676	2/8	8	16	64
Резерв	Лічильник активної енергії	САЗУ- И680	2/8	2	4	16
Разом					128	464

Вторинне навантаження трансформаторів напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{128^2 + 464^2} = 481 \text{В} \cdot \text{А} \quad (2.60)$$



Три трансформатора напруги, з'єднані в “зірку”, мають потужність у класі точності 1:

$$S_{2\text{ном}} = 3 * 10 = 30 \text{ В} \cdot \text{А}$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил 2,5 мм<sup>2</sup>, який слугує для з'єднання трансформаторів напруги з приладами.

#### 5. Вибір трансформаторів власних потреб

Потужність споживачів власних потреб підстанції невелика та отримує живлення від понижуючих трансформаторів. По орієнтованим даним визначаємо основні навантаження власних потреб підстанції. Результати зводимо у таблицю 2.11.

Таблиця 2.11 - Навантаження власних потреб підстанції

Вид споживача	Установлена потужність			cosφ	tgφ	Навантаження	
	одиниці, кВт	кількість	всього, кВт			P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , квар
Охолодження трансформаторів ТДТН-10000/110	1,5	8	12	0,85	0,47	12	5,64
Підігрів приводу вимикача ВН	3,6	2	7,2	1	0	7,2	
Підігрів приводів роз'єднувачів, шафи зажимів	0,6	4	2,4	1	0	2,4	
Опалення, вентиляція, освітлення ЗРП 35 кВ	-	-	20	1	0	20	
Освітлення ВРП 35 кВ	-	-	8	1	0	8	
Опалення, вентиляція, освітлення ЗРП 10 кВ	-	-	20	1	0	20	
Освітлення ВРП 10 кВ	-	-	8	1	0	8	
Експлуатаційні та ремонтні навантаження	-	-	10	1	0	5	
Разом						82,6	5,64

Розрахункове навантаження власних потреб:

$$S_{\text{розр}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{82,6^2 + 5,64^2} = 66,23 \text{ кВА} \quad (2.60)$$

де  $k_c$  – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності та завантаження (приймаємо  $k_c=0,8$ ).

$$S_{\text{ТВП}} \geq \frac{S_{\text{розр}}}{k_{\text{п}}}$$

$$S_{\text{ТВП}} \geq \frac{66,23}{1,4} = 47,31 \text{ кВА}$$

де  $k_{\text{п}}$  – коефіцієнт допустимого аварійного навантаження. Приймаємо  $k_{\text{п}} = 1,4$ ;

Приймаємо до установки два трансформатори типу ТМ-50/10.

#### 6. Вибір запобіжників

Вибираємо запобіжники у колі трансформатора власних потреб. Вибір ведемо за наступними параметрами:

а) за родом установки. Приймаємо запобіжники для внутрішньої установки, для роботи в районах з помірним кліматом;

б) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{рф}} \leq I_{\text{н}}$$

Струм трансформатора у форсованому режимі роботи:

$$I_{\text{рф}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нз}}} = \frac{1,4 \cdot 50}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4,0415 \text{ A} \quad (2.61)$$

Номінальний струм плавкої вставки запобіжників, призначених для захисту силових трансформаторів, вибирається з урахуванням стрибка струму намагнічування. Тоді:

$$4,0415 \text{ A} < 5 \text{ A}$$

г) за номінальним струмом відключення:

$$I_{\text{н.0}} \leq I_{\text{откл.г}}$$

$$8,1 < 20 \text{ кА}$$

Приймаємо до установки плавкі запобіжники типу ПКТ-101-10-5-20 .

Плавкі запобіжники слугують для автоматичного відключення кола при перевищенні струму в об'єкті, який захищається, заданого значення. Перевагами таких запобіжників є простота, відносно мала вартість, струмообмежуюча здатність. До їхніх недоліків відносяться: значне відношення струму розплавлення плавкої вставки до її номінального струму, що не гарантує захист деяких ділянок кола; відключення супроводжується перенапругами; можливість спрацьовування запобіжника в одній або двох фазах, унаслідок чого можливі неповнофазні режими; складність забезпечення селективності в радіальних і кільцевих мережах; необхідність заміни плавких уставок після їх вигорання. Незважаючи на перераховані недоліки, плавкі запобіжники широко застосовуються для захисту трансформаторів невеликої потужності, електродвигунів, розподільних мереж, вимірювальних трансформаторів.

Вибираємо запобіжники для захисту трансформаторів напруги. Вибір ведеться тільки за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_n$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

Приймаємо запобіжники типу ПКН 001-10 У1.

## 7. Вибір розрядників

Для захисту СЕП від атмосферних та внутрішніх перенапруг ізоляції електрообладнання використовують розрядники. Обираємо за напругою.

Вибираємо розрядник зі сторони високої напруги. Приймаємо розрядник типу РВС -110У1.

$$U_{уст} \leq U_n$$

$$110\text{кВ} = 110 \text{ кВ}$$

Вибираємо розрядник зі сторони середньої напруги. Приймаємо розрядник типу РВО-35.

$$U_{уст} \leq U_n$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

Вибираємо розрядник зі сторони низької напруги. Приймаємо розрядник типу РВО-10.

$$U_{уст} \leq U_n$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

## 2.7 Обґрунтування вибору шинопроводів та ізоляторів

### 2.7.1 Визначення конструктивного виконання та розрахунок шинопроводів 10кВ

#### 1. Вибір та перевірка шин

Шини розподільчих пристроїв напругою вище 1000 В виготовляють з міді, алюмінію, сталі; вони мають прямокутний, круглий або коробчастий перетин. Найбільш поширені алюмінієві прямокутні шини. Мідні шини в закритих розподільчих пристроях використовують тільки в особливих випадках, у відкритих пристроях –при агресивному середовищі (на території хімічних заводів тощо).

Фарбування шин у розподільних пристроях наступне:

- фаза А – жовта,
- фаза В – зелена,
- фаза С – червона.

Нагрівання шин в експлуатації не повинне перевищувати 70° С, щоб уникнути окислювання контактів.

а) На стороні 110 кВ будемо обирати гнучкі шини

Для вибору шин, приймаємо перетин за допустимим струмом при максимальному навантаженні на шинах рівному струму найбільшого приєднання.

$$I_{\text{ном тр}} = 36,74 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 73,48 \text{ А}$$

Приймаємо провід АС-120/27  $q=114\text{мм}^2$ ,  $d=15,4$  мм,  $m=0,82$ .

Перевіряємо за умовою коронування, розраховуємо значення початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3 * m * \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (2.62)$$

$$E_0 = 30,3 * 0,82 * \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}}\right) = 33,3 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

де  $m$  – коефіцієнт шорсткості;

$r_0$  – радіус проводу, см.

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу:

$$E = \frac{0,354 * U}{r_0 * \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (2.63)$$

$$E = \frac{0,354 * 121}{0,77 * \lg \frac{1,26 * 120}{0,77}} = 24 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

де  $D_{\text{ср}}$  – середньгеометрична відстань між фазами.

На шинах підстанції підтримується навантаження  $U = 1,1 * U_{\text{ном}}$ .

За умовою перевірки:

$$1,07 * E \leq 0,9 * E_0$$

$$25,9 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 29,9 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Перевіряємо провід за допустимим струмом:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$73,6 \text{ А} < 375 \text{ А}$$

За умовою корони та за допустимим струмом остаточно обираємо шину АС-120/27.

б) На стороні 35 кВ будемо обирати гнучкі шини

Для вибору шин, приймаємо перетин за допустимим струмом при максимальному навантаженні на шинах рівному струму найбільшого приєднання.

$$I_{\text{ном тр}} = 115,47 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 230,94 \text{ А}$$

Приймаємо провід АС-120/27  $q=114\text{мм}^2$ ,  $d=15,4 \text{ мм}$ ,  $m=0,82$ .

Перевіряємо за умовою коронування, розраховуємо значення початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3 * m * \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (2.64)$$

$$E_0 = 30,3 * 0,82 * \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}}\right) = 33,3 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

де  $m$  – коефіцієнт шорсткості;

$r_0$  – радіус проводу, см.

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу:

$$E = \frac{0,354 * U}{r_0 * \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (2.65)$$

$$E = \frac{0,354 * 38}{0,77 * \lg \frac{1,26 * 120}{0,77}} = 11,5 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

де  $D_{\text{ср}}$  – середньгеометрична відстань між фазами.

На шинах підстанції підтримується навантаження  $U = 1,1 * U_{\text{ном}}$ .

За умовою перевірки:

$$1,07 * E \leq 0,9 * E_0$$

$$12,3 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 30 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Перевіряємо провід за допустимим струмом:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$230,94 \text{ А} < 375 \text{ А}$$

За умовою корони та за допустимим струмом остаточно обираємо шину АС-120/27.

в) На стороні 10 кВ будемо обирати жорсткі шини

$$I_{\text{ном тр}} = 36,74 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 73,48 \text{ А}$$

Обираємо перетин алюмінієвих шин за допустимим струмом, так як шинний міст, який з'єднує трансформатор з ЗРП, знаходиться в межах підстанції та має невелику довжину. Приймаємо алюмінієві шини 40x4, перетином однієї смуги  $q=160 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}}=480 \text{ А}$ .

Перевіряємо шини за умовою нагріву:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$405 \text{ А} < 408 \text{ А}$$

Перевіряємо на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} < q$$

де  $q_{\text{min}}$  – мінімальний перетин за термічною стійкістю:



$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (2.66)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{0,97 * 10^6}}{91} = 10,82 \text{ мм}^2$$

де  $B_k$  – імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{П,0}^2 * (t_{откл} + T_a) \quad (2.67)$$

$$B_k = 3,36^2 * (0,025 + 0,03) = 0,97 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

де  $t_{откл}$  – час відключення КЗ, рівне 0,25с;

$T_a$  – постійна часу згасаючої аперіодичної складової трифазного струму КЗ, рівна 0,1с;

$C$  – функція, рівна  $91 \frac{\text{А} * \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$ .

$$10.82 \text{ мм}^2 < 160 \text{ мм}^2$$

Шини термічно стійкі.

Перевірка шин на механічну міцність:

$$\sigma_{max} = 2,2 * \frac{i_y^2 * l^2}{a * W} * 10^{-8} \quad (2.68)$$

$$\sigma_{max} = 2,2 * \frac{5440^2 * 2^2}{0.8 * 58} * 10^{-8} = 0.54 \text{ МПа}$$

де  $l$  – довжина між ізоляторами, рівна 2 м;

$a$  – відстань між фазами, рівна 0,8 м;

$i_y$  – ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} * I_{П,0} * k_y = 1,41 * 2,41 * 1,6 = 5,44 \text{ кА}$$

Умова механічної стійкості шин:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{max}} \leq \sigma_{\text{дод}}$$

$$0,54 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Шини механічно стійкі.

## 2. Вибір та перевірка кабелів

Вибираємо кабель у колі асинхронного двигуна

Вибір ведемо за наступними параметрами:

а) за способом прокладки: приймаємо, що кабель буде прокладено у траншеї;

б) за номінальною напругою:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

в) за економічною густиною струму:

$$Q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{нрАД}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{23,1}{1,2} = 19,25 \text{ мм}^2 \quad (2.69)$$

де  $j_{\text{ек}}$  – нормована економічна густина струму. При часі використання максимального навантаження  $T_{\text{м}}=5600$  год для кабелів з паперовою ізоляцією та алюмінієвими жилами  $j_{\text{ек}}=1,2 \text{ А/мм}^2$ .

Приймаємо кабель марки ААШв з перетином  $3 \times 25 \text{ мм}^2$ , з  $I_{\text{доп}}=91 \text{ А}$ .

Перевіряємо кабель:

а) за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} = k_{\text{пр}} \cdot k_v \cdot I_{\text{доп.табл}} = 1 \cdot 0,95 \cdot 91 = 86,45 \text{ А};$$

де  $k_{\text{пр}}$  – поправочний коефіцієнт на число кабелів, що прокладені поряд. Для одного кабелю  $k_{\text{пр}} = 1,0$ ;

$k_v$  – поправочний коефіцієнт на температуру навколишнього середовища. Приймаємо температуру навколишнього середовища  $\vartheta_0 = 20^\circ\text{C}$ ,

тоді  $k_v = 0,95$ ;

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{рфАд}};$$

$$86,45 > 24,25 \text{ А};$$

Знаходимо мінімальне значення перерізу кабеля за умов термічної стійкості

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{1,5 \cdot 10^6}}{100} = 12,25 \text{ мм};$$

де  $C = 100 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ , для кабелів з алюмінієвими жилами та паперовою ізоляцією;

$$q_{\text{мин}} < q$$

$$12,25 < 25$$

Умова виконується, приймаємо кабель ААШв з перетином  $3 \times 25 \text{ мм}^2$ .

Кабелі у колах інших споживачів вибираємо аналогічно. Результати зводимо в таблицю 2.12.

Таблиця 2.12 - Результати вибору кабелів

Приєднання	Асинхронний двигун		Синхронний двигун		Трансформатор		Інші споживачі	
1	2		3		4		5	
Марка кабелю	ААШВ-3х25		ААШВ-3х70		ААШВ-3х240		ААШВ-3х150	
$I_{доп}, A$	91		162		314		246	
Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані
1. $U_{уст} \leq U_n, kV$	10	10	10	10	10	10	10	10
2. $q_{ек} = I_{р.н} / j_{ек}, mm^2$	19,25		53,46		170,13		144,34	
3. $I_{р.ф} \leq I'_{доп}, A$	24,25	86,45	67,36	153,9	214,36	298,3	173,21	233,7
4. $q_{min} \leq q, mm^2$	12,25	25	42,07	70	30,2	240	56,97	150

### 3. Вибір ізоляторів шинних конструкцій

Струмоведачі частини розподільчих пристроїв кріпляться й ізолюються один від одного за допомогою ізоляторів.

Обираємо ізолятори ИО-10-3,75 ІУЗ висотою 120мм.

Умова електродинамічної стійкості ізоляторів:

$$F_p \leq F_{доп}$$

$$0,08 < 2,25$$

$$F_{доп} = 0.6F_{руйн}$$

$$2,25 = 0.6 * 3,75$$

де  $F_p$  – розрахункове навантаження на головку ізолятора;

$F_{\text{доп}}$  – допустиме навантаження на головку ізолятора;

$F_{\text{руйн}}$  – руйнівне навантаження на згиб.

Розрахункове навантаження на головку ізолятора:

$$F_p = f * l * \frac{H}{H_{\text{із}}} \quad (2.70)$$

$$F_p = 0,07 * 0,95 * 1,2 = 0,08$$

$l$  – проліт між ізоляторами по довжині шини, м;

$H_{\text{із}}$  – висота опорного ізолятора, мм;

$H$  – відстань від осі опорного ізолятора до горизонтальної осі симетрії перетину шини, мм.

При розташуванні шин прямокутного перетину на ребро цю відстань належить прийняти рівною:

$$H = H_{\text{із}} + b + \frac{h}{2} \quad (2.71)$$

де  $b$  – товщина прокладок між ізолятором і шиною.

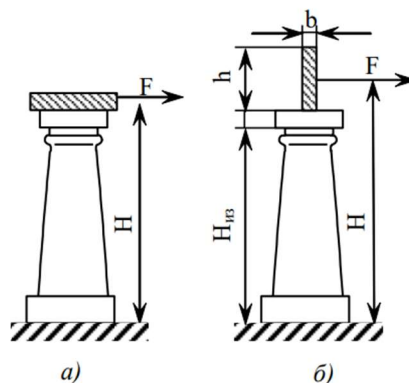


Рис. 3 Способи установки шин на ізоляторі: а- плоском, б- на ребро.

При закріпленні шин плинком можна прийняти  $\frac{H}{H_{i3}} = 1$

Шини розташовуються плинком.

Рекомендується визначити допустиму довжину прольоту  $l_{\text{доп}}$  за умовами механічної міцності ізолятора, м:

$$l_{\text{доп.із}} = \frac{0,6}{f} \frac{H}{H_{i3}} \quad (2.72)$$

$$l_{\text{доп.із}} = \frac{0,6}{0,63} \frac{120}{120} = 0,95$$

Обираємо прохідні ізолятори ИП-10/630-7,5 УХЛ2.

Прохідні ізолятори вибирають за умовами формул, а також перевіряють за номінальним струмом:

$$I_H \geq I_{p.f}$$

$$630 > 115,48$$

Для прохідних ізоляторів розрахункове навантаження дорівнює:

$$F_p = 0,5 * f * l \quad (2.73)$$

$$F_p = 0,5 * 0,637 * 0,95 = 0,3$$

$$F_p \leq F_{\text{доп}}$$

$$0,3 < 4,5$$

Висновок: обираємо опорні ізолятори ИО-10-3,75 ІУЗ та прохідні ізолятори ИП-10/630-7,5 УХЛ2.

## 2.7.2 Порядок проведення приймально-здавальних випробувань збірних і сполучних шин

Перевірка шин розподільчих пристроїв.

Норми випробувань збірних і сполучних шин.

Відповідно до вимог ПУЭ об'єм приймально-здавальних випробувань визначає виконання наступних робіт:

- Вимір опору ізоляції;
- Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти:
  - a) опорних одноелементних ізоляторів;
  - b) опорних багатоелементних і підвісних ізоляторів;
- Перевірка якості виконання болтових контактних з'єднань шин;
- Перевірка якості виконання опресованих контактних з'єднань шин;
- Контроль зварних контактних з'єднань;
- Випробування прохідних ізоляторів.

Перед випробуванням ошиновки необхідно провести зовнішній огляд, при якому перевіряються цілісність ізоляторів, надійність кріплення шин на ізоляторах, якість правки і відсутність перегинів шин, забарвлення шин і наявність зачищених місць для накладення переносних заземлень.

### 1. Вимір опору ізоляції:

Вимір опору ізоляції виконується мегаомметром на напругу 1000 В. Опір ізоляції має бути не менше 0,5 МОм.

### 2. Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти:

a) опорних одноелементних ізоляторів. Керамічні одноелементні опорні ізолятори внутрішньої і зовнішньої установки повинні випробовуватися відповідно до вимог відповідної інструкції.

b) опорних багатоелементних і підвісних ізоляторів. Штирьові і підвісні ізолятори повинні випробовуватися напругою 50 кВ шляхом прикладання цієї нормованої напруги до кожного елемента ізолятора. Випробування ізоляції шин розподільних пристроїв бажано здійснювати через мастильний вимикач (при його наявності) при відключеному лінійному роз'єднувачі. При

випробуваннях збірних і сполучних шин перевіряється стан ізоляторів, міцність ізоляційних повітряних проміжків між фазами і заземленими частинами, стан ізоляції устаткування, пов'язаного з шинами (трансформатори струму, роз'єднувачі, вимикачі та ін.). Випробування ізоляції шин 3 - 10 кВ зводяться до перевірки ізоляційних повітряних проміжків між фазами і перевірки опорної ізоляції кожної фази відносно землі. Випробування слід починати з середньої фази, заземливши при цьому обидві крайні фази. Цим перевіряється міжфазна ізоляція і відсутність різних накидів і сторонніх предметів на шинах. Потім випробуванню піддаються усі три фази відносно землі. Підведення випробувальної напруги і підключення заземлюючого провідника до збірних шин повинні здійснюватися за допомогою гнучких мідних провідників (без скручувань) перерізом не менше 4 мм . При цьому, одним кінцем провідник, використовуваний для подачі випробувальної напруги, має бути жорстко приєднаний до виведення випробувального трансформатора, а провідник, використовуваний для заземлення збірних шин, одним кінцем має бути жорстко приєднаний до заземлюючої клеми випробувального трансформатора. Наявність випробувальної напруги на випробовуваному устаткуванні встановлюється за показами вольтметра випробувальної установки і по звуку корони. Ізоляція вважається такою, що витримала випробування, якщо при випробувальній нарузі не було пробою або перекриття ізоляторів.

### 3. Перевірка якості виконання болтових контактних з'єднань шин:

Перевірка здійснюється шляхом вибіркового контролю якості затягування контактів і відкривання 2-3% з'єднань. Вимір перехідного опору також проводиться вибірково на 2-3% з'єднань у збірних і сполучних шин на 1000 А і вище. Оцінка якості з'єднання здійснюється порівнянням падіння напруги або опору, виміряні на ділянці шини завдовжки 0,7-0,8 м в місці контактного з'єднання і на ділянці тієї ж довжини і того ж перерізу без з'єднання. Падіння напруги або опір ділянки із з'єднанням не повинні відрізнятись більш ніж в 1,2 разу від падіння напруги або опору ділянки без з'єднання.



4. Перевірка якості виконання опресованих контактних з'єднань шин:  
Опресовані контактні з'єднання бракуються, якщо:

- їх геометричні розміри (довжина і діаметр опресованої частини) не відповідає вимогам інструкції по монтажу сполучних затисків цього типу;
- на поверхні з'єднувача або затиску є тріщини, сліди значної корозії і механічних ушкоджень;
- кривизна опресованого з'єднувача перевищує 3% його довжини;
- сталевий сердечник опресованого з'єднувача розташований несиметрично.

Також проводиться вибірковий вимір перехідного опору 3-5% опресованих контактних з'єднань. При цьому слід керуватися вимогами вказаними вище.

5. Контроль зварних контактних з'єднань:

Зварні контактні з'єднання проводів бракуються, якщо безпосередньо після виконання зварювання буде виявлено:

- перепал дротів зовнішнього повиву або порушення зварювання при перегині сполучених дротів;
- усадкова раковина в місці зварювання завглибшки більше 1/3 діаметру дроту, а для сталевих дротів перерізом 150-600 мм - більше 6 мм.

Шви зварних з'єднань жорстких шин не повинні мати тріщин, пропалень, кратерів і непроварів завдовжки більше 10% довжини шва при глибині більше 15% товщини зварюваного металу. В сумі непровари, надрізи, газові пори, окисні і вольфрамові включення зварних шин з алюмінію в кожному даному перерізі мають бути не більше 15% товщини зварюваного металу.

Перевірка шин розподільних пристроїв.

Норми випробувань збірних і сполучних шин що знаходяться в експлуатації.

Профілактичні випробування збірних і сполучних шин проводять при капітальному ремонті (К) і в міжремонтний період (М).

К - проводиться в терміни, що встановлюються системою ППР, але не рідше за 1 раз в 8 років.

М - в терміни, що встановлюються системою ППР.

При цьому випробування штирьових ізоляторів 6-10 кВ шинних мостів, ізоляторів ШТ- 35, штирьових ізоляторів ИЩД- 35 та ін. повинні робитися не рідше за 1 раз в 4 року.

Об'єм профілактичних випробувань, передбачений ПЕЕП, включає наступні роботи:

- Перевірка стану підвісних і опорних ізоляторів.
- Перевірка стану введень і прохідних ізоляторів.
- Перевірка нагріву болтових з'єднань збірних і сполучних шин закритих розподільних пристроїв.

- Перевірка якості виконання болтових контактних з'єднань.
- Вимір перехідного опору болтових контактних з'єднань.
- Контроль опресованих з'єднань.
- Контроль зварних контактних з'єднань.

1. Перевірка стану підвісних і опорних ізоляторів:

Проводиться при капітальних ремонтах і в міжремонтний період відповідно до вимог відповідних інструкцій.

2. Перевірка стану введень і прохідних ізоляторів.

Проводиться при капітальних ремонтах і в міжремонтний період відповідно до вимог відповідних інструкцій.

3. Перевірка нагріву болтових з'єднань збірних і сполучних шин закритих розподільних пристроїв.

Проводиться при капітальних ремонтах і в міжремонтний період при найбільшому струмі навантаження за допомогою стаціонарних або переносних термоіндикаторів.

Для перевірок температури контактів збірних і сполучних шин застосовуються електротермометри.

Електротермометр є неурівноваженим мостом, в одному з плечей якого включений терморезистор, а в інших - резистори постійної величини. Індикатором електротермометра є чутливий прилад магнітоелектричної системи.

Датчик електротермометра - терморезистор і прилад з вимірювальною схемою закріплюються на ізольованій штанзі, яка повинна задовольняти вимогам "Правил користування і випробування захисних засобів, вживаних в електроустановках". На мал. 5.1 представлена принципова схема електротермометра.

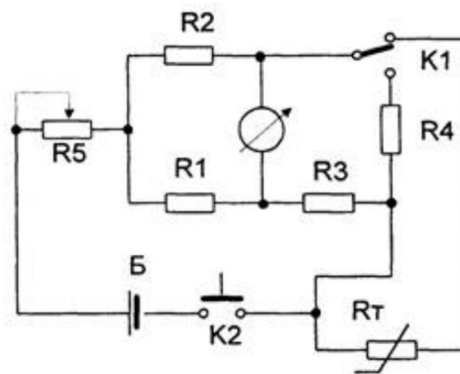


Рис. 4 Схема елетротермометра

$R1=R2=R3$  - опори моста;  $R4$  – опір, рівний при  $2^{\circ}\text{C}$  опору терморезистора;  $R_t$  опір терморезистора.

Як терморезистори застосовуються терморезистори типу ММТ або звичайні мідні, намотані в одній площині, у вигляді шайби з дроту діаметром 0,05-0,1 мм.

Оцінка якості контактів по температурі нагріву зазвичай проводиться шляхом порівняння температури нагріву однакових по конструкції контактів по фазах по відношенню до нагріву цілого місця шини (провідника), а також порівняння виміряної з допустимою температурою нагріву або перегрівання різних типів контактів.

При експлуатації використовують також для контролю контактних з'єднань термоплівочні показчики.

Термоплівка є продукт хімічної сполуки солей ртуті з солями міді, скріплена на клейовій основі і нанесена на папір.

Термоплівка виготовляється червоного кольору. Вона починає помітно змінювати свій колір з температури 45 - 60°C, при 70°C стає темно-вишневою, а при підвищенні температури до 100°C - чорною. Термоплівка на паперовій основі здатна витримувати близько ста нагрівань до температури 100°C, тривалістю 1 година кожен. При температурі вище 100°C термоплівка розкладається, набувши блідо-жовтого кольору, який більше не відновлюється.

Термоплівка застосовується для контролю нагріву контактів збірних і сполучних шин, окремих вузлів електричних машин і апаратів.

Рекомендується розташовувати термоплівку в наступних місцях:

- на виводах генераторів і двигунів в місцях під'єднання шин;
- на збірних шинах різної напруги в місцях з'єднання (компенсатори, болтові роз'єми);
- на вилках роз'єднувачів;
- на місцях приєднання шин до апаратів високої напруги;
- на баках мастильних трансформаторів.

Оптимальний розмір термоплівки для застосування 40x10 мм. При необхідності, для зручності контролю і нагляду, цей розмір може бути збільшений.

Особи, що проводять наклейку термоплівки, мають бути забезпечені гумовими (хірургічними) рукавичками, пензликом, клеєм БФ- 4 і інструментом для зачистки місць наклейки.

Місце наклейки плівки ретельно очищається від бруду, іржі і протирається бензином. Потім пензликом наноситься шар клею БФ- 4. На підготовлене місце накладається плівка, розправляються її краї і згори покривається клеєм ще раз.

Після закінчення наклейки термоплівки особи, що працювали з нею, повинні ретельно вимити руки з милом, а термоплівки помістити в спеціально відведене місце, недоступне стороннім особам.

4. Перевірка якості виконання болтових контактних з'єднань:

Проводиться при капітальному ремонті.

5. Вимір перехідного опору болтових контактних з'єднань:

Проводиться при капітальному і поточному ремонтах. Вимір виконується у шин на струм 1000 А і більш, за контактами яких відсутній контроль в процесі експлуатації, за допомогою термоіндикаторів, а також у

контактних з'єднань відкритих розподільних пристроїв напругою 35 кВ і вище. Перехідні опори вимірюються на постійному струмі або методом порівняння падіння напруги на контактних з'єднаннях і цілих шинах.

Опір ділянки шин в місці контактного з'єднання повинен перевищувати опір ділянки шин такої ж довжини і такого ж перерізу не більше ніж в 1,2 рази.

6. Контроль опресованих з'єднань:

Проводиться при капітальному ремонті. Вимір перехідного опору в даному випадку не проводиться.

7. Контроль зварних контактних з'єднань:

Проводиться при капітальному ремонті.

### Висновки по розділу

В спеціальному розділі було розроблено однолінійну схему. зроблено аналіз, розраховано та обрано надійне обладнання відкритої та закритої частин підстанції. В економічному розділі буде розраховано техніко-економічні показники із спорудження підстанції.

### 3 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

На сьогодні існує проблема ресурсозабезпеченості енергетичного господарства. Ситуація ускладнюється безперервним зростанням світового енергоспоживання, тому потребуються докорінні зміни в енергетичній сфері.

У зв'язку з проблемою, в галузі енергетики потребується більше об'єктів розподілу електроенергії. В кваліфікаційній роботі розроблено проект розподільчої підстанції 110/35/10 кВ та розраховано відповідне обладнання.

Нова розподільча підстанція має такі переваги, як висока надійність та збільшення кількості електроенергії, що є рушієм прогресу на підприємствах та виробництвах, і в свою чергу робить вклад в розвиток електроенергетики та економіки України.

#### 3.1 Розрахунок капітальних витрат

Розрахунок капітальних вкладень на спорудження підстанції виконуємо за показниками вартості її основних елементів: силового трансформатора, проводів сталелегюмінієвих.

Капітальні витрати на здійснення запропонованого варіанту розраховуються за формулою:

$$K = K_{об} + Z_{тзс} + Z_{мн} + Z_{пл} \quad (3.1)$$

де  $K_{об}$  – вартість обладнання, тис. грн;

$Z_{тзс}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати, тис. грн;

$Z_{мн}$  – витрати на монтажну-налагоджувальні роботи, тис. грн;

$Z_{пл}$  – планові накопичення, тис.грн.

Розрахунок капітальних витрат наведено в таблиці 3.1 згідно даних заводів-виробників та представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.1 – Розрахунок капітальних витрат

Найменування	Тип	Ціна, грн/шт (км, м)	Кількість, шт (км, м)	Загальна вартість обладнання, $K_{об}$ (тис. грн)
1	2	3	4	5
Будівельно-монтажні роботи зі спорудження підстанції (за кошторисом)	Будівля	250000	1	250
Силовий трансформатор (із врахуванням доставки)	ТДТН-10000/110/35-У1	9750000	2	19500
Провід (із врахуванням доставки)	АС-120/27	127,00	20	2,54
Шини алюмінієві (із врахуванням доставки)	40*4 АД31	147	7	1,03
Вимикач (із врахуванням доставки)	ВРС110	1205000	1	1205
Вимикач (із врахуванням доставки)	ВР35	330000	2	660
Вимикач (із врахуванням доставки)	ВР1	75000	6	450

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5
Роз'єднувач (із врахуванням доставки)	РДЗ- 110/1000 У1	5100	3	15,3
Амперметр (із врахуванням доставки)	Н-344	420	5	2,1
Ватметр (із врахуванням доставки)	DT3010	312	1	0,31
Варметр (із врахуванням доставки)	Д365	2000	1	2
Вольтметр (із врахуванням доставки)	Э350	350	1	0,35
Лічильник активної і реактивної енергії (із врахуванням доставки)	СА3-І680	2790	3	8,37
Трансформатор струму (із врахуванням доставки)	ТФЗМ- 110Б-III У1	85000	3	255
Трансформатор струму (із врахуванням доставки)	ТЛК-35	22000	6	132
Трансформатор струму (із врахуванням доставки)	ТОЛ-10	4000	18	72



Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5
Трансформатор напруги (із врахуванням доставки)	НТМИ-10- УЗ	15000	18	270
Трансформатор власних потреб	ТМ-50/10	58000	2	116
Кабель	АКРВГ-25	47	18	0,85
Кабель	ААШВ- 3х70	350	9	3,15
Кабель	ААШВ- 3х150	430	9	3,87
Кабель	ААШВ- 3х240	560	9	5,04
Опорні ізолятори	ІО-10- 3,75 ІУЗ	80	6	0,48
Прохідні ізолятори	ІП- 10/630-7,5 УХЛ2	380	6	2,28
Запобіжники	ПКТ-101- 10-5-20	624	3	1,87
Запобіжники	ПКН 001- 10 У1	138	54	7,45
Розрядник	РВС - 110У1	8000	3	24

Кінець таблиці 3.1

1	2	3	4	5
Розрядник	PBO-35	3750	3	11,25
Розрядник	PBO-10	396	3	1,2
<i>K<sub>ооΣ</sub></i> :				23003,44

Таблиця 3.2 – Транспортно-заготівельні витрати

Найменування	Тип	Доставка	Ціна (грн)
Трансформатор власних потреб	ТМ-50/10	Запоріжжя	2040
Прохідні ізолятори	ИП-10/630-7,5 УХЛ2	Запоріжжя	
Запобіжники	ПКТ-101-10-5-20	Запоріжжя	
Запобіжники	ПКН 001-10 У1	Київ	7680
Кабель	АКРВГ-25	Київ	
Кабель	ААШВ-3х70	Київ	
Кабель	ААШВ-3х150	Київ	
Кабель	ААШВ-3х240	Київ	
Опорні ізолятори	ИО-10-3,75 ІУ3	Київ	
Розрядник	PBC -110У1	Київ	
Розрядник	PBO-35	Київ	
Розрядник	PBO-10	Київ	
Всього			

Складські витрати враховуються у вигляді місячної орендної плати у розмірі 45 тис.грн. По 15 тис. грн. за місяць.

Тоді транспортно-заготівельні і складські витрати складатимуть:

$$Z_{тзс} = 9,72 + 45 = 54,72 \text{ тис. грн}$$

Витрати на монтажну-налагоджувальні роботи:

$$Z_{мн} = \sum (Ч_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{см} \cdot K_{пр}, \quad (3.2)$$

де  $Ч_i$  – чисельність працівників  $i$ -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

$a_i$  – годинна тарифна ставка працівника  $i$ -го розряду, грн.;

$t_i$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_d$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см}$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр}$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_{мн} = ((10 \cdot 75 \cdot 528) + (2 \cdot 100 \cdot 528)) \cdot 1,05 \cdot 1,3 \cdot 0,8 = 547,75 \text{ тис. грн}$$

В інших одноразових вкладеннях грошових коштів ( $Z_{пр}$ ) потрібно розрахувати вартість спеціального одягу та взуття для робітників, тис.грн:

$$Z_{пр} = 12 \cdot 1500 = 18 \text{ тис. грн}$$

Основні капітальні вкладення в мережу, що проектується, складають:

$$K = K_{об} + Z_{тзс} + Z_{мн} + Z_{пр} = 23003,44 + 54,72 + 547,75 + 18 = 23623,91 \text{ тис. грн} \quad (3.3)$$

### 3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_a + C_з + C_c + C_m + C_э + C_{np}, \text{ грн.}, \quad (3.4)$$

де  $C_a$  - амортизаційні відрахування;

$C_з$  - заробітна плата обслуговуючого персоналу;

$C_c$  - єдиний соціальний внесок;

$C_m$  - витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж;

$C_э$  - вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії;

$C_{np}$  - інші експлуатаційні витрати.

#### 3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Вартість основних засобів і нематеріальних активів, тис. грн:

$$\Phi_a = \Phi_{п} - Л, \quad (3.5)$$

де  $\Phi_{п}$  – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

$Л$  – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

$$\Phi_a = 23623,91 - 2362,39 = 21261,52 \text{ тис. грн}$$

Норма амортизації, %:

$$H_a = \frac{\Phi_{п} - Л}{\Phi_{п} * T_{п}} \cdot 100\% \quad (3.6)$$

де  $T_{\text{п}}$  – амортизаційний період.

$$H_a = \frac{21261,52}{23623,91 \cdot 5} \cdot 100\% = 18\%$$

Річні амортизаційні відрахування, тис.грн:

$$AO = \frac{\Phi_{\text{п}} \cdot H_a}{100}, \quad (3.7)$$

$$AO = \frac{23623,91 \cdot 18}{100} = 4252,3 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок капітальних витрат на електрообладнання та амортизаційних відрахувань наведено в таблиці 3.3. Дані для розрахунків приведено на основі прайс-листів заводів-виробників та представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.3 – Розрахунок амортизаційних відрахувань

Найменування	Капітальні витрати, тис. грн	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн.
Об'єкт: підстанція 110/35/10 кВ	23623,91	18	4252,3

### 3.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника  $F_n$  визначається відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_n = (D_k - D_{св} - D_{вих}) \cdot T_{зм}, \text{ годин} \quad (3.8)$$

де  $D_k$ ,  $D_{св}$ ,  $D_{вих}$  – кількість календарних, святкових і вихідних днів у році відповідно;

$T_{зм}$  – тривалість зміни, годин.

Результати визначення основної заробітної плати обслуговуючого персоналу наведено у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 Розрахунок річного фонду основної заробітної плати обслуговуючого персоналу

№ п/п	Найменування професій робітників	Явочний штат у зміну, осіб	Обліковий склад з урахуванням змінності роботи, осіб	Годинна тарифна ставка або денна заробітна плата, грн.	Номінальний річний фонд робочого часу, годин	Усього основна зарплата, грн.
1.	Черговий електрик	2	8	80	2160	172800
2.	Охоронець	1	4	60	2160	129600
	Всього					1900800

Загальна величина річного фонду заробітної плати складає:

$$C_z = Z_{осн} + Z_{дод} , \text{ грн.} \quad (3.9)$$

де  $Z_{осн}$ ,  $Z_{дод}$  – основна і додаткова заробітна плата відповідно.

$$C_z = 1900800 + 190080 = 2090880, \text{ грн.}$$

### 3.2.3 Єдиний соціальний внесок

Єдиний соціальний внесок на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати - 22% і складає 418176, грн.

### 3.2.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання підстанцій складають 1% від капітальних витрат – 236,24 тис.грн.

### 3.2.5 Розрахунок вартості спожитої електроенергії

Вартість втрат електричної енергії:

- в цехових трансформаторах:

$$I_{ДА.Т} = n_T \cdot (\Delta P_{хх} c_{оп} T_p + \Delta P_{кз} K_3^2 c_0 \tau), \quad (3.10)$$

де  $n_T$  – кількість трансформаторів;

$T_p$  – число годин роботи трансформатора на рік;

$c_{o.n}$  – питома вартість постійних втрат енергії.

Приймаємо:

$$c_{o.n} = 168 \text{ коп/кВт}\cdot\text{г.}$$

$$I_{\Delta A.T} = 2(11,5 \cdot 1,68 \cdot 8760 + 76 \cdot 0,63^2 \cdot 1,68 \cdot 3800) \cdot 10^{-3} = 1308,85$$

тис. грн.

-в цеховій мережі:

Дані щодо втрат електроенергії в цеховій мережі взяті на основі фактичних втрат в експлуатованій аналогічній підстанції:

$$I_{\Delta A.M} \approx 757,73 \text{ тис. грн}$$

Сумарна вартість втрат електроенергії в мережі:

$$I_{\Delta A} = I_{\Delta A.T} + I_{\Delta A.M} = 1308,85 + 757,73 = 2066,58 \text{ тис. грн.} \quad (3.11)$$

### 3.2.6 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу і складають 76 тис. грн.



Річні експлуатаційні витрати:

$$C = 4252,3 + 1900,8 + 418,18 + 236,24 + 2066,58 + 76 = 8950,1 \text{ тис. грн.}$$

### 3.3 Техніко-економічні показники

Результати техніко-економічного обґрунтування ефективності впровадження результатів кваліфікаційної роботи оформляються у вигляді таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 Техніко-економічні показники

№	Найменування показників	Одиниці виміру	Проектний варіант
1	2	3	4
1	Капітальні витрати	тис. грн.	23623,91
2	Експлуатаційні витрати всього	тис. грн.	8950,1
	у тому числі:		
	* амортизаційні відрахування	тис. грн.	4252,3
	* заробітна плата обслуговуючого персоналу	тис. грн.	1900,8
	* єдиний соціальний внесок	тис. грн.	418,18
	* технічне обслуговування та поточний ремонт	тис. грн.	236,24
	* вартість споживаної електроенергії	тис. грн.	2066,58
	* інші витрати	тис. грн.	76

## Висновки по розділу

На основі технічних даних щодо прийнятого у спеціальному розділі основного електрообладнання підстанції виконано розрахунки капіталовкладень у проект, які складуть 23623,91 тис. грн., та експлуатаційні витрати при обслуговуванні даної системи, які становлять 8950,1 тис. грн.

Після побудування підстанції певна група споживачів зможе споживати більшу кількість електроенергії, що частково приблизить вирішення проблеми нестачі електроенергії в країні та світі.

## ВИСНОВКИ

Існуюча проблема нестачі електроенергії в Україні та світі потребує якомога швидшого втручання задля вирішення цієї проблеми. Саме тому об'єктом розробки була розподільча підстанція 110/35/10 кВ.

Проаналізувавши розраховане та обране електрообладнання, а також технічно-економічні показники розуміємо, що на підстанції обрано до встановлення сучасне обладнання, яке забезпечить надійність системи.

Після побудування підстанції певна група споживачів зможе споживати більшу кількість електроенергії, що частково приблизить вирішення проблеми нестачі електроенергії в країні та світі.

Споруджена розподільча підстанція приблизить енергетику на малий крок до вирішення глобальної проблеми завдяки своїй надійності та ефективності.

## ДЖЕРЕЛА ПОСИЛАННЯ

- 1) <http://www.rzva.ua/modules/pages/files/12>
- 2) <http://promservis.cn.ua/razryadniki-rvs-110.html>
- 3) <http://zva.zp.ua/doc/archivedoc/catalogs/RAZ.pdf>
- 4) <https://voltten.com/tlk-35-transformator-toka-izmeritelnyj-suxoj-opornyj/>
- 5) <https://www.elec/viewer?url=/files/127/000000628/attfile/tehniceskoe-opisanie-transformatorov-toka-tfzm-110-b-iii-u1.pdf>
- 6) <https://10-110kv.com/p334932890-transformator-napryazheniya-znom.html>
- 7) <https://asenergi.com/catalog/pribory-schitovye/voltmetry-e350.html>
- 8) <https://voltten.com/znom-35-transformator-napryazheniya-izmeritelnyj-maslyanyj-zazemlyaemyj/>
- 9) <http://atrans.in.ua/transformator-tm-tmg-40-35-04/p194>
- 10) <https://zyabkin.com.ua/predohraniteli-i-derzhateli/nva-korenevo/1366/c170033/v4205/s1366/>
- 11) <http://promservis.cn.ua/razryadniki-rvs-110.html>
- 12) [http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komplektni-rozpodilchi-pristroi\\_1472626458/krp-35-kv\\_1472626364/ku35\\_1472626377.htm](http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komplektni-rozpodilchi-pristroi_1472626458/krp-35-kv_1472626364/ku35_1472626377.htm)
- 13) <https://www.vsoyuz.com/produkcija/cb/vakuumnye-vyklyuchateli-10-kv/vr1.htm>
- 14) <https://elmisto.com.ua/p374791091-transformatory-napryazheniya-ntmi.html>
- 15) <https://keaz/catalog/srednevoltnoe-obrudovanie-do-35kv/predohraniteli-visokovoltne/pkt-predohraniteli-visokovoltne/pkt/120494>
- 16) <https://elektrofarfor.com/p109103599-predohranitel-pkn-001.html>
- 17) <http://elektroservice.com.ua/vysokovoltnoe-obrudovanie/197-razryadniki-rvo10-rvo6.html>
- 18) <https://vse-e.com/provod-golyi-stalealuminievyyi-as-120-27>

- 19) <https://k-ps/spravochnik/kabeli-silovye/s-bumajnoi-izolyaciei/aashv-10kv/kabel-aashv-3x25.html>
- 20) <http://www.em.dn.ua/iz/farfor/oporn/io-10-375.htm>
- 21) <https://prom.ua/p121875368-izolyatory-farforovye-prohodnye.html?&primelead=MQ>
- 22) <https://elektrostandart.com/product/trasformatory/transformator-tdtn-10000-16000-110-u1-s-rpn/>
- 23) <http://zepg.com.ua/pcod000002247.html>
- 24) <https://linijaopory/provod-as-240-32-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/>
- 25) <https://metall-holding.com.ua/khmelnytskyi/catalog/aluminij/polosa-aluminievaa/alum-polosa-40h4-ad31-t5>
- 26) <https://prom.ua/ua/p564979155-transformator-toka-tfzm>
- 27) <https://zyabkin.com.ua/predohranitel-plavkiy-visokovoltniy-pkt-101-10-20-125-u3-nva-korenevo-9410020104/p239740/>
- 28) <https://prom.ua/p675765373-predohranitel-pkn-011.html?&primelead=MC41Nw>
- 29) <https://prom.ua/p1339232007-kabel-kontrolnyj-akrvlg.html>
- 30) <https://prom.ua/p2722551-razryadnik-ventilnyj-rvs>
- 31) <https://prom.ua/p15095972-razryadnik-rvs.html>
- 32) <https://prom.ua/p21902845-izolyator-opornyj-375>
- 33) <https://kiev.flagma.ua/uk/vakuumny-vyklyuchatel-vr35-o3297004.html>
- 34) <http://transform/tr/616A/1188/>
- 35) <https://zakupka.com/p/434551834-razedinitel-rdz-110-1000-i-ii/>