

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

**ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ**

(інститут)

**ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ**

(факультет)

Кафедра **ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ**

(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеню** бакалавр  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Кармалак Дар'ї Олександрівни

(ПІБ)

академічної групи 141-17-1

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Розробка проекту електричної частини підстанції 110/35 кВ

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи розділів:	<u>Папаїка Ю.А.</u>			
Вступ:	<u>Папаїка Ю.А.</u>			
Технологічний розділ	<u>Папаїка Ю.А.</u>			
Спеціальний розділ	<u>Папаїка Ю.А.</u>			
Економічний розділ	<u>Тимошенко Л.В.</u>			
Охорона праці	<u>Столбченко О.В.</u>			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	<u>Олішевський Г.С.</u>			
----------------	-------------------------	--	--	--

Дніпро  
НТУ «ДП»  
2021

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри  
електроенергетики

\_\_\_\_\_ (повна назва)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Папаїка Ю.А.  
(прізвище, ініціали)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

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

студенту Кармалак Д.О. академічної групи 141–17–1  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

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

на тему Розробка проекту електричної частини підстанції 110/35 кВ  
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 12.04.2021 № 201–с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технічний розділ	Загальні відомості про електричну підстанцію. Компоновка підстанції. Трансформатор.	09.05.2021
Спеціальний розділ	Розрахунок обладнання підстанції 110/35 кВ.	30.05.2021
Економічний	Економічна оцінка проекту.	06.06.2021
Охорона праці	Розрахунок пожежної безпеки та захисного заземлення.	13.06.2021

**Завдання видано**

\_\_\_\_\_ (підпис керівника)

Папаїка Ю.А.  
(прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.04.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії 15.06.2021

**Прийнято до виконання**

\_\_\_\_\_ (підпис студента)

Кармалак Д.О.  
(прізвище, ініціали)

## Реферат

Пояснювальна записка містить сторінок 91, рисунків 3, таблиць 18, джерел 54.

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

Мета роботи: розробка проекту електричної частини підстанції.

В дипломному проекті спроектовано підстанцію 110/35/10 кВ та обрано сучасне обладнання.

У вступі описана проблема енергетики та малий крок до її покращення – 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 komponування, його основні елементи. Також було описано встановлений за проектом трансформатор, його загальні характеристики, призначення, умови експлуатації, працездатність та структура умовного позначення.

В спеціальному розділі зроблено розрахунки та вибір основного обладнання підстанції.

В розділі охорони праці викладено основні правила електробезпеки в електроустановках, приведено правила пожежної безпеки, розраховано захисне заземлення.

В економічному розділі розраховано капітальні витрати на спорудження підстанції, амортизаційні відрахування, річні експлуатаційні витрати, в тому числі витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт.

## Зміст

Вступ .....	6
1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ .....	7
1.1 Загальні відомості про підстанції .....	7
1.2 Компоновка підстанції .....	12
1.3 Трансформатор .....	14
2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ .....	17
2.1 Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції і вибір типу та потужності трансформаторів .....	17
2.1.1 Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції .....	17
2.1.2 Вибір потужності трансформаторів.....	19
2.2 Визначення величини розрахункових робочих струмів .....	21
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання .....	24
2.3.1 Розрахунок струмів КЗ на стороні 110 кВ .....	25
2.3.2 Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 35 кВ .....	28
2.3.3 Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 10 кВ .....	30
2.3.4 Розрахунок струмів КЗ від двигунів .....	32
2.3.5 Розрахунок струмів КЗ в точках .....	34
2.4 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ.....	36
2.5 Розробка конструктивного виконання підстанції.....	38
2.6 Вибір апаратів відкритої і закритої частин розподільної підстанції .....	40
2.6.1 Вибір вимикачів .....	40
2.6.2 Вибір роз'єднувачів .....	43
2.6.3 Вибір системи вимірів і обліку електроенергії.....	44
2.6.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.....	45
2.6.5 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги .....	50
2.6.6 Вибір трансформаторів власних потреб.....	52
2.6.7 Вибір запобіжників .....	53
2.6.8 Вибір розрядників.....	54
2.7 Розрахунок і вибір струмопроводів та ізоляторів .....	55
2.7.1 Вибір та перевірка шин .....	55
2.7.2 Вибір та перевірка кабелів .....	60
2.7.3 Вибір ізоляторів шинних конструкцій .....	63

3 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ .....	65
3.1 Вступ до економічного розділу .....	65
3.2 Розрахунок капітальних витрат .....	66
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат .....	70
3.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань .....	70
3.3.2 Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт .....	71
3.4 Економічні показники проекту .....	73
3.5 Висновки до розділу .....	73
4 ОХОРОНА ПРАЦІ .....	75
4.1 Вступ до розділу з охорони праці .....	75
4.2 Електробезпека .....	75
4.3 Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників проектного технологічного об'єкту .....	79
4.4 Пожежна безпека .....	80
4.5 Розрахунок захисного заземлення .....	84
4.6 Висновки до розділу .....	88
Висновок .....	89
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ .....	90

## Вступ

Електроенергетика – це особлива галузь енергетики, яка включає в себе виробництво (генерацію), передачу та реалізацію (збут) електроенергії. Це найважливіша галузь енергетики, яка має ряд важливих переваг:

- відносна простота передачі енергії на значні відстані з досить малими втратами;
- проста в технічному плані реалізація розподілу енергії між різними споживачами;
- здатність електроенергії до перетворення в інші види – світлову, хімічну, теплову або механічну.

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. Стає очевидним, що земна цивілізація підійшла до межі, коли її виживання потребує докорінних змін, в першу чергу в енергетичній сфері.

У зв'язку з проблемою, енергетика потребує більше об'єктів розподілу електроенергії. В дипломному проекті буде розроблено розподільчу підстанцію 110/35/10 кВ.

# 1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Загальні відомості про підстанції

Електрична підстанція – електроустановка, призначена для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії, що складається з трансформаторів або інших перетворювачів електричної енергії, пристроїв управління, розподільних і допоміжних пристроїв.

Цілям прийому, перетворення і розподілу електроенергії слугують трансформаторні підстанції. Саме розподільні підстанції служать 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 наступних чотирьох основних видів:

- вузлова розподільча підстанція;
- головна знижувальних підстанція;
- підстанція глибокого вводу;
- трансформаторний пункт.

Вузлова розподільча підстанція, скорочено ВРП – це така центральна підстанція, на яку від енергосистеми подається електроенергія при напрузі від 110 до 220 кВ, і де вона розподіляється, з частковою трансформацією або взагалі без трансформації, по підстанціях глибокого вводу при напружених від 35 до 220 кВ, розташованих на території промислового підприємства.

Найчастіше вузлові розподільні підстанції перебувають у віданні організації, що здійснює електропостачання, тому і розміщуються ці підстанції поза підприємства, але поблизу нього.

Коли ВРП безумовно призначена для живлення декількох підстанцій глибокого вводу, на одному підприємстві, то розглядають можливість розміщення

ВРП на території цього підприємства, і тоді експлуатація підстанції лягає на плечі персоналу підприємства.

Головна знижувальних підстанція, скорочено ГПП, – це підстанція розрахована на вхідну напругу від 35 до 220 кВ, яка отримує живлення безпосередньо від районної енергетичної системи, і розподіляє електричну енергію по підприємству, але вже при сильно зниженій напрузі.

ГПП вважається одним джерелом, якщо живиться по одній дволанцюговий лінії, і двома джерелами, якщо живиться за двома одноланцюговими лініями (на різних опорах) або по двох кабельних лініях, прокладених по різних трасах. ТЕЦ можна прийняти за кілька джерел живлення, якщо при виході з ладу генератора або при аварії на секції інші секції (генератори) продовжують працювати.

Підстанція глибокого вводу, скорочено ПГВ, – це підстанція, на яку подається напруга від 35 до 220 кВ, зазвичай вона виконана із застосуванням спрощених схем комутації на стороні первинного напруги, і отримує живлення або від енергетичної системи безпосередньо, або від центрального розподільного пункту на самому підприємстві.

Призначення ПГВ – живлення групи установок конкретного підприємства або якогось окремого об'єкта на цьому підприємстві. Схемами з глибоким вводом називають схеми електропостачання з підстанціями глибокого вводу.

Підстанції глибоких вводів розташовуються поблизу найбільших енергоємних виробництв і корпусів з концентрованою навантаженням, наприклад: прокатні та електросталеплавильні цехи; сталедротово і кріпильний–калібрувальні блоки метизних заводів; збагачувальні фабрики і ряд інших виробництв.

Трансформаторний пункт, скорочено ТП, – це підстанція з первинною напругою, рівною 35 кВ, 10 кВ або 6 кВ, яка живить напругою 230 і 400 В безпосередньо приймачі електроенергії. Інакше ці підстанції, в електричних мережах промислових об'єктів, називають цеховими підстанціями.



Трансформаторні пункти часто виконують з комплектних трансформаторних підстанцій. Число трансформаторів може тут варіюватися. Коли живляться споживачі 3 категорії, то, як правило, встановлюється один трансформатор. Коли в районі сконцентрована значна потужність навантаження на 380/220 вольт, або коли живляться споживачі 2 і 1 категорій, то трансформаторів ставиться два.

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

- тупикові трансформаторні підстанції;
- прохідні трансформаторні підстанції;
- відгалужувальні трансформаторні підстанції.

На тупикову підстанцію живлення подається окремою лінією. Для живлення тупикових підстанцій використовуються радіальні схеми живлення, або така підстанція є останньою в магістральною схемою з живленням одностороннім.

Для прохідних підстанцій характерно включення у розтин (в прохід) магістральної лінії живлення, коли мають місце як вхід, так і вихід лінії. Відгалужувальні підстанції підключаються через відгалуження від ліній живлення.

Трансформаторні підстанції бувають збірними або комплектними.

Комплектні трансформаторні підстанції, скорочено КТП, складаються повністю з комплектних вузлів. Їх виготовляють на заводах, потім доставляють цими вузлами на місце установки, тобто демонтаж обладнання тут не потрібно. На місці вже блоки, вузли і приєднання монтують, підключають до живильних мереж.

КТП широко застосовуються на виробничих підприємствах, де їх встановлюють всередині або зовні (КТПН). Збірні підстанції виготовляють на заводах окремими елементами, потім на місці елементи збирають і монтують.

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

- розподільний пристрій низької напруги;
- трансформатор;
- розподільний пристрій високої 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 чотири типи:

- окремо стоять підстанції, розташовані на якійсь відстані від будівель;
- прибудовані підстанції, що примикають безпосередньо до стін зовні будівлі;
- вбудовані підстанції, розташовані в спеціалізованих окремих приміщеннях всередині будівлі або примикають зсередини споруди до його стін;
- внутрішньоцехові підстанції, що знаходяться всередині цехів, тобто електрообладнання розміщується безпосередньо в робочому приміщенні, або в закритому приміщенні з викатки обладнання підстанції в цеху.

Промислові мережі з напругою від 6 кВ до 10 кВ, з метою їх зближення з електроприймачами, рекомендується оснащувати внутрішніми, інтегрованими в будівлі або прибудованими до них підстанціями.

Для дуже великих багатопрольотних цехів значної ширини найбільш підходящими є внутрішньоцехові трансформаторні підстанції, наприклад для виробництв, пов'язаних з деревообробкою, з металообробкою, і для інших виробництв, для установки в котельних, в насосних, в компресорних станціях.

Монтаж таких підстанцій здійснюють найчастіше біля колон або біля закритих приміщень всередині цеху, за межами зони роботи кранів. Ці підстанції підходять тільки для будівель другого і першого ступеня по вогнестійкості, з виробництвами категорій Д і Г відповідно до протипожежних норм.

Кількість силових масляних трансформаторів, встановлених у внутрішньоцехових підстанціях не повинна перевищувати трьох штук. Це обмеження не стосується сухих трансформаторів або трансформаторів заповнених негорючою рідиною. Трансформатори внутрішньоцехових підстанцій можна викочувати з цеху, тоді природної вентиляції буде достатньо.

Якщо застосування внутрішньоцехових підстанцій неприпустимо, наприклад через звичайного забруднення повітря робочої зони, або через перебування споживачів за межами цеху, тоді краще підійдуть прибудовані трансформаторні підстанції.

Вбудовані та прибудовані ТП, як правило, розташовують уздовж довгої сторони цеху, ближньої до джерела живлення, або в невеликих цехах – в порядку, що чергується уздовж двох стін цеху.

Що стосується окремо розташованих підстанцій, то вони споруджуються на території підприємства, але на заданій відстані від цехів, оскільки призначені для електрифікації одного або декількох цехів. Такі ТП застосовують, як правило, в разі неможливості встановлення прибудованих або внутрішніх підстанцій за умовами робочого процесу або з архітектурних міркувань.

Окремо стоячі ТП підходять для підприємств малої потужності, де вони живлять кілька малопотужних цехів, розкиданих по всьому підприємству.

Іноді зручно розмістити щит низької напруги в цеху, а сам трансформатор – зовні будівлі. Так цехова підстанція займає за площею менше місця в цеху, ніж вбудована.

Стосовно компоновки 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 електropідстанцій:

- силові трансформатори, автотрансформатори, шунтуючі реактори;
- вступні конструкції для повітряних і кабельних ліній електропередачі;

- відкриті (ВРУ) і закриті (ЗРУ) 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, зливова каналізація, водопровід,
- побутові приміщення, склади, майстерні тощо.

### 1.3 Трансформатор

В даному проекті буде розглянута трансформаторна підстанція з двома трьохобмотковими трансформаторами типу ТДТН–10000/110/35–У1.



Рис. 1.1 – Силовий трансформатор ТДТН–10000/110/35–У1

### 1. Загальні характеристики:

- 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-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).



## 2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

Таблиця 2.1 – Вхідні дані

$S_{кз} = 1350 \text{ МВА}$	$U_1 = 110 \text{ кВ}$	$U_2 = 35 \text{ кВ}$	$U_3 = 10 \text{ кВ}$
Трансформатор			
$S_{нт} = 1 \text{ МВА}$	$N = 4$	$K_n = 0,7$	$\cos\varphi = 0,9$
Асинхронні двигуни			
$P_{нАд} = 0,32 \text{ МВт}$	$N = 3$	$K_n = 0,7$	$\cos\varphi = 0,8$
Синхронні двигуни			
$P_{нСД} = 1 \text{ МВт}$	$N = 4$	$K_n = 0,8$	$\cos\varphi = 0,9$
Інші споживачі			
$S = 3 \text{ МВА}$	$N = 2$	$\cos\varphi = 0,9$	$T_m = 5600 \text{ год}$
Відстань від трансформатора до ЗРП 9м			

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

#### 2.1.1 Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції

В дипломному проекті 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:

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

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

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

$$Q_{м.т.} = P_{м.т.} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.2)$$

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

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:

$$P_{м.сд} = K_n \cdot n_{сд} \cdot P_{сд} \quad (2.3)$$

$$P_{м.сд} = 0,8 \cdot 4 \cdot 1 = 3,2 \text{ МВт}$$

$$Q_{м.сд} = P_{м.сд} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{сд} \quad (2.4)$$

$$Q_{м.сд} = 3,2 \cdot 0,48 = 1,55 \text{ Мвар}$$

де  $K_n$  – коефіцієнт попиту;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності.

Аналогічно визначаємо  $P_{м.ад}$  і  $Q_{м.ад}$  для асинхронних двигунів:

$$P_{м.ад} = K_n \cdot n_{ад} \cdot P_{ад} \quad (2.5)$$

$$P_{м.ад} = 0,7 \cdot 3 \cdot 0,32 = 0,67 \text{ МВт}$$

$$Q_{м.ад} = P_{м.ад} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ад} \quad (2.6)$$

$$Q_{м.ад} = 0,67 \cdot 0,75 = 0,5 \text{ Мвар}$$

Навантаження споживачів:

$$P_{м.сп} = n_{сп} \cdot S_{сп} \cdot \cos \varphi_{сп} \quad (2.7)$$

$$P_{м.сп} = 2 \cdot 3 \cdot 0,9 = 5,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{м.сп} = P_{м.сп} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{сп} \quad (2.8)$$

$$Q_{м.сп} = 5,4 \cdot 0,48 = 2,62 \text{ Мвар}$$

Сумарна розрахункова потужність підстанції:

$$S_M = n_c \sqrt{(P_{м.т} + P_{м.сп} + P_{м.ад} + P_{м.сд})^2 + (Q_{м.т} + Q_{м.сп} + Q_{м.ад} - Q_{м.сд})^2} =$$

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

де  $n_c$  – число секцій РП –10 кВ.

### 2.1.2 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 ГПП і 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 необхідно виконувати відповідно до ГОСТ 14209–85. На двохтрансформаторних ГПП при відсутності резервування по мережам 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  $S_{M.авар}$  – 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	$S_{НОМ},$ МВА	Напруга, кВ			$\zeta_k, \%$		$\Delta P_{к.з.},$ кВт	$\Delta P_{х.х.},$ кВт	$I_{xx}, \%$
		ВН	СН	НН	ВН– СН	ВН– НН			
ТДТН– 10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17,5	76	11,5	0,3

## 2.2 Визначення величини розрахункових робочих струмів

Розрахунковий робочий струм  $I_{рн}$  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:

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

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

$$73,48 \text{ A} \leq 73,48 \text{ A}$$

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

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

$$230,94 \text{ A} \leq 230,94 \text{ A}$$

$$I_{\text{р.ф.з}} = 2 * I_{\text{р.н.з}} \leq \frac{1,4 S_{\text{HT}}}{n_{\text{в}} * \sqrt{3} U_{\text{нз}}} \quad (2.15)$$

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

$$808,3 \text{ A} \leq 808,3 \text{ A}$$

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

$$I_{\text{рнз}} = 404,15 \text{ A}$$

Розрахункові струми споживачів, приєднаних до шин ЗРП:

а) приєднання цехового трансформатора:

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

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

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

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

б) приєднання синхронного електродвигуна:

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

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

$$I_{p.f.cd} = 1,05 * I_{p.n.cd} \quad (2.19)$$

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

в) приєднання асинхронного електродвигуна:

$$I_{p.n.ad} = \frac{P_{ад}}{\sqrt{3} * U_H * \cos \varphi} \quad (2.20)$$

$$I_{p.n.ad} = \frac{320}{\sqrt{3} * 10 * 0,8} = 23,1 \text{ A}$$

$$I_{p.f.ad} = 1,05 * I_{p.n.ad} \quad (2.21)$$

$$I_{p.f.ad} = 1,05 * 23,1 = 24,25 \text{ A}$$

г) приєднання стороннього споживача:

$$I_{p.f.cп} = \frac{S_{cп}}{\sqrt{3} U_H} \quad (2.22)$$

$$I_{p.f.cп} = \frac{3000}{\sqrt{3} * 10} = 173,21 \text{ A}$$

$$I_{p.f.cп} = I_{p.n.cп} = 173,21 \text{ A}$$

д) приєднання ВЛ:

$$I_{p.f.cп} = \frac{S_{cп\Sigma}}{\sqrt{3} U_H} \quad (2.23)$$

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

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

### 2.3 Розрахунок струмів 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. 2.1. Розрахункові точки КЗ визначені з умови розрахунку максимальних струмів КЗ, які течуть через відповідні провідники та електричні апарати.

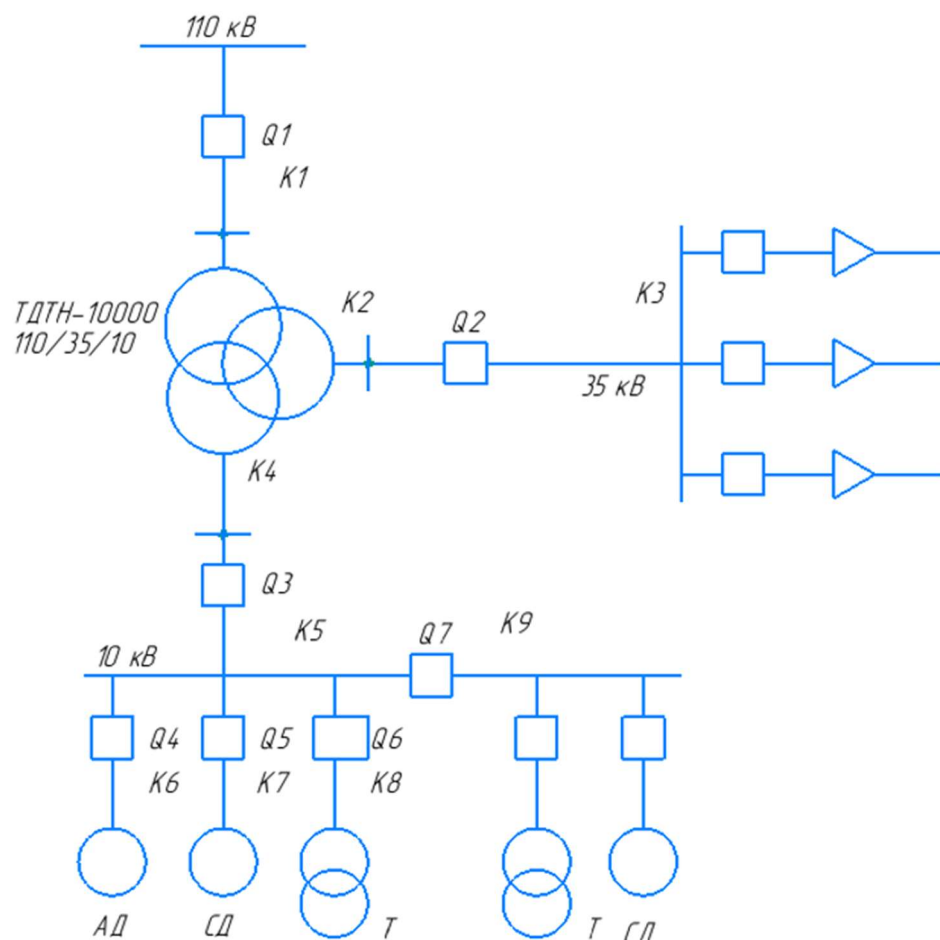


Рис. 2.1 Розрахункова схема для визначення струмів КЗ



### 2.3.1 Розрахунок струмів КЗ на стороні 110 кВ

Приймаємо базисні умови:

$$S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА} \quad U_{\text{б1}} = 115 \text{ кВ}$$

Базовий струм на ступені КЗ:

$$I_{\text{б1}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}U_{\text{б1}}} \quad (2.24)$$

$$I_{\text{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 115} = 0,502 \text{ кА}$$

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

$U_{\text{б1}}$  – середня номінальна напруга.

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

Опір системи:

$$x_{*(\text{б})\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}}} \quad (2.25)$$

$$x_{*(\text{б})\text{с}} = \frac{100}{1350} = 0,07$$

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

Періодична складова струму КЗ від системи:

$$I_{n,t=0,as} = I_{n,t_{i,as}} = \frac{S_{6.ВН}}{x_{*(6)с}} \quad (2.26)$$

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

Так як  $S_c = \infty$ , то

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

Аперіодична складова струму КЗ:

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

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

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

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

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

$t_{рз.min} = 0,01$ 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
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

### 2.3.2 Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 35 кВ

Приймаємо базисні умови:

$$S_6 = 100 \text{ MVA} \qquad U_{61} = 38,5 \text{ кВ}$$

базовий струм на стороні СН:

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

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

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

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

$$x_{*(6)m} = \frac{u_{к.в-с} \cdot S_6}{100 \cdot S_{HT}} \qquad (2.32)$$

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

Сумарний опір до точки КЗ на 35 кВ:

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

$$x_{*(6)рез} = 0,07 + 1,05 = 1,12$$

Періодична складова струму КЗ від системи:

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

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

$E_{*(\delta)} = 1$  – значення ЕРС джерела.

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

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau_2} = \sqrt{2} \cdot I_{2п,t=0,as} \cdot e^{\frac{-\tau_2}{T_{a2}}} \quad (2.35)$$

$$i_{a\tau_2} = \sqrt{2} \cdot 1,34 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,05}} = 0,64 \text{ кА}$$

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):

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

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

де  $K_y$  – ударний коефіцієнт.

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

### 2.3.3 Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 10 кВ

Приймаємо базисні умови:

$$S_6 = 100 \text{ MVA} \quad U_{61} = 11 \text{ кВ}$$

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:

$$I_{3п,t=0,ас} = \frac{E_{*(6)} I_{63}}{x_{*(6)рез}} \quad (2.41)$$

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

$E_{*(\delta)} = 1$  – значення ЕРС джерела.

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

Аперіодична складова струму КЗ:

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

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

де  $T_{а2} = 0,05$  – постійна часу затухаючого аперіодичної складової.

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

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

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.

### 2.3.4 Розрахунок струмів КЗ від двигунів

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

а) для асинхронних двигунів:

$$I_{n,t=0,AD}^{(3)} = n_{AD} I_{*(ном)пуск} I_{р.н.АД} = 3 \cdot 5 \cdot 23,1 = 0,35 \text{ кА} \quad (2.45)$$

$$I_{n,t=0,nAD=1}^{(3)} = 1 \cdot 5 \cdot 23,1 = 0,116 \text{ кА} \quad (2.46)$$

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:

$$I_{n,t=0,CD}^{(3)} = n_{CD} E_{*(ном)CD} I_{р.н.СД} / x''_{*(ном)CD} = (4 \cdot 1,1 \cdot 64,15) / 0,18 = 1,57 \text{ кА} \quad (2.47)$$

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

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

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

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

$$I_{n,t=0,\Sigma}^{(3)} = I_{n,t=0,as}^{(3)} + I_{n,t=0,AD}^{(3)} + I_{n,t=0,CD}^{(3)} = 0,82 + 0,35 + 1,57 = 2,74 \text{ кА} \quad (2.48)$$



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

$$I_{n,t,AD}^{(3)} = \gamma_{t,AD} I_{n,t=0,AD}^{(3)} = 0,4 \cdot 0,35 = 0,14 \text{ кА} \quad (2.49)$$

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

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  $t=0,07$ :

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

$$= \sqrt{2} (0,82 \cdot e^{\frac{-0.07}{0.03}} + 0,35 \cdot e^{\frac{-0.07}{0.05}} + 1,57 \cdot e^{\frac{-0.07}{0.04}}) = 0,55 \text{ кА}$$

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

### 2.3.5 Розрахунок струмів КЗ в точках

Визначаємо струми КЗ у точці К5:

$$I_{n,t=0}^{(3)} = I_{n,t=0,as}^{(3)} + 2 \cdot (I_{n,t=0,AD}^{(3)} + I_{n,t=0,CD}^{(3)}) \quad (2.50)$$

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

$$I_{n,t,\Sigma} = I_{n,t,as}^{(3)} + 2 \cdot (I_{n,t,AD}^{(3)} + I_{n,t,CD}^{(3)}) \quad (2.51)$$

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

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} [I_{n,t=0,as} \exp(-t/T_a) + 2 \cdot (I_{n,t=0,AD} \exp(-t/T_{a,AD}) + I_{n,t=0,CD} \exp(-t/T_{a,CD}))] \quad (2.52)$$

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

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:

$$I_{n,t=0}^{(3)} = I_{n,t=0,as}^{(3)} + 2 \cdot I_{n,t=0,AD}^{(3)} + I_{n,t=0,n_{CD}=1}^{(3)} (n-1), \quad (2.53)$$

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

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

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

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

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

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

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

Визначаємо струми КЗ у точці К7:

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

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

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

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

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

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

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

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

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	1,13	1,23	1,16	1,13	0,55

## 2.4 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

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

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

$$B_{k1} = I_{1п,t=0,ас}^2 \cdot (t_{в1} + T_a) \quad (2.54)$$

де  $t_v$  – час відключення струму КЗ:

$$t_{в1} = t_{пв} + t_{рз} = 0,065 + 1,2 = 1,265 \text{ с}$$

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.

$$B_{K1} = 7,17^2 \cdot (1,265 + 0,03) = 66,57 \text{ кА}^2\text{с}$$

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

$$B_{K2} = I_{2п,t=0,ас}^2 \cdot (t_{B2} + T_a)$$

$$B_{K2} = 1,34 \cdot (1,5 + 0,03) = 2,05 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$t_{B2} = t_{пв} + t_{рз} = 0,3 + 1,2 = 1,5 \text{ с}$$

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

$$B_{K4} = I_{3п,t=0,ас}^2 \cdot (t_{B4} + T_a)$$

$$B_{K4} = 0,82 \cdot (1,8 + 0,03) = 1,5 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$t_{B4} = t_{пв} + t_{рз} = 0,6 + 1,2 = 1,8 \text{ с}$$

Тепловий імпульс в точці К5:

При К3 біля групи двигунів і з урахуванням системи тепловий імпульс визначається як сумарний від періодичної складової струму К3.

$$B_{K5} = B_{кп5} + B_{ка5} \quad (2.55)$$

Тепловий імпульс періодичної складової струму К3:

$$B_{кп5} = I_{п0,с}^2 \cdot t_{B5} + 2 \cdot I_{п0,с} \cdot I_{п0,д} \cdot T'_д + 0,5 \cdot I_{п0,д}^2 \cdot T'_д =$$

$$= 7,17^2 \cdot 0,115 + 2 \cdot 7,17 \cdot 2 \cdot (0,35 + 1,57) \cdot 0,07 + 0,5 \cdot (2 \cdot (0,35 + 1,57))^2$$

$$\cdot 0,07 = 10,28 \text{ кА}^2\text{с}$$

де  $t_{B5} = t_{пв} + t_{рз} = 0,015 + 0,1 = 0,115 \text{ с}$ ;

$T'=0,07 \text{ с}$  – постійна часу еквівалентного двигуна.

Тепловий імпульс аперіодичної складової:

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

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:

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

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
$W_{к}, \text{кА}^2\text{с}$	66,57	2,05	23,7	1,5	15,25	7,44	17,7	9,12	32,46

## 2.5 Розробка конструктивного виконання 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, СШ–120, СШ–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 РВЩ–10. На кожній секції шин передбачаємо по одній резервній комірці.

## **2.6 Вибір апаратів відкритої і закритої частин розподільної підстанції**

### **2.6.1 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:

$$I_{рф1} \leq I_n$$

$$73,48 < 2500 \text{ А}$$

г) по здатності вимикати:

$$I_{пт1} \leq I_{отк.н}$$

$$7,17 < 31,5 \text{ кА}$$

Приймаємо вимикач типу ВРС110.

Перевіряємо вимикач:

а) на можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ:

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

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

$$62,37 > 11,76 \text{ кА}$$

б) на динамічну стійкість:

$$i_{y1} \leq i_{дин}$$

$$14,19 < 81, \text{кА}$$

в) на термічну стійкість:

$$B_{к1} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (2.57)$$

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,  $t_{\text{тер}} = 3$  с.

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

$$66,57 < 3150 \text{ кА}^2\text{с}$$

Остаточо приймаємо вимикач типу ВРС110.

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

Таблиця 2.6 – Результати вибору вимикачів

Приєднання	Ввід ВН		Ввід СН		Секційний вимикач		Ввід НН		Секційний вимикач	
	ВРС110		ВР35		ВР35		ВР1		ВР1	
Тип вимикача	ВРС110		ВР35		ВР35		ВР1		ВР1	
Умови вибору і перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані
1. Рід установки	Зовнішня		Зовнішня		Внутрішня		Внутрішня		Внутрішня	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2. $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$ , кВ	110	110	35	35	35	35	10	10	10	10
3. $I_{\text{р.ф}} \leq I_{\text{н}}$ , А	73,48	2500	230,9	1600	115,5	1600	808,3	1000	404,2	630
4. $I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл. н}}$ , кА	7,17	31,5	1,34	20	1,34	20	0,82	20	3,3	20
5. $\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.н}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт1}} + i_{\text{ат1}}$	11,76	62,37	2,54	39,6	2,54	39,6	2,4	39,6	5,8	39,6
6. $i_{\text{у}} < i_{\text{дин}}$ , кА	14,19	81	2,31	52	2,31	52	2,28	52	9,18	52

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7. $W_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> с	66,57	3150	2,05	1200	2,05	1200	1,5	1200	15,25	1200

Приєднання	Асинхронний двигун		Синхронний двигун		Трансформатор		Інші споживачі	
Тип вимикача	BP1		BP1		BP1		BP1	
Умови вибору і перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані
1. Рід установки	Внутрішня		Внутрішня		Внутрішня		Внутрішня	
2. $U_{уст} \leq U_n, \text{кВ}$	10	10	10	10	10	10	10	10
3. $I_p \cdot \phi \leq I_n, \text{А}$	24,25	630	67,36	630	808,3	1000	173,21	630
4. $I_p \cdot t \leq I_{откл. н.} \cdot t, \text{кА}$	2,27	20	1,55	20	3,3	20	2,06	20
5. $\sqrt{2} \cdot I_{откн} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{пт1} + I_{ат1}$	4,44	39,6	3,35	39,6	5,8	39,6	3,46	39,6
6. $i_y < i_{дин}, \text{кА}$	4,83	52	7,14	52	4,12	52	7,71	52
7. $Вк \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2\text{с}$	7,44	1200	17,7	1200	9,12	1200	32,46	1200

### 2.6.2 Вибір роз'єднувачів

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:

$$I_{pн1} \leq I_n$$

$$36,74 < 1000 \text{ A}$$

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

Перевіряємо:

а) на динамічну стійкість:

$$i_{y1} \leq i_{дин}$$

$$14,19 \text{ кА} < 80 \text{ Ка}$$

б) на термічну стійкість:

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

$$66,57 < 3150 \text{ Ка}$$

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

### 2.6.3 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	Силового трансформатора 110/35 кВ	ВН НН	Амперметр, ватметр, лічильники активної і реактивної енергії
2	Секційного вимикача	На кожній секції або системі шин	Амперметр
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

### 2.6.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибираємо трансформатор струму на вводі 35 кВ:

а) за напругою установки:

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

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

б) за тривалим струмом:

$$I_{\text{рф2}} \leq I_{\text{н}}$$

$$230,94 \text{ A} < 1000 \text{ A}$$

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

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	САЗ–І680	2,5	–	2,5
Лічильник реактивної енергії	І–673	2,5	–	2,5
Разом		5	10	5

З таблиці 8 видно, що найбільш завантажені фази В. загальний опір приладів:

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

де  $S_{\text{приб}}$  – потужність, яка споживається приладами найбільш навантаженої 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:

$$l_{\text{роз}} = 9 \text{ м}$$

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

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  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Визначаємо фактичне розрахункове навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму:

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

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

де  $q_{\text{ф}}$  – фактичний перетин жил кабелю,  $\text{мм}^2$ .

$$z_2 < z_{2\text{ном}}$$

$$0,51 < 0,66$$

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:

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

$$66,57 < 111,63 \text{ кА}^2$$

Остаточню приймаємо трансформатор струму типу ТФЗМ–110Б–III У1 з класом точності обмоток 0,5/10P .

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	
Тип трансформатора струму	ТФЗМ–110Б–III У1		ТЛК–35		ТЛК–35		ТОЛ–10		ТОЛ–10	
Умови вибору і перевірки	Розрахункові дані	Кагаложені дані	Розрахункові дані	Кагаложені дані	Розрахункові дані	Кагаложені дані	Розрахункові дані	Кагаложені дані	Розрахункові дані	Кагаложені дані
1. $U_{уст} \leq U_n$ , кВ	110	110	35	35	35	35	10	10	10	10
2. $I_{р.ф} \leq I_n$ , А	73,48	75	230,94	300	115,47	150	808,3	1000	404,15	600
3. $I_{2ном}$ , А	5		5		5		5		5	
4. Клас точності	0,5/10P		0,5/10P		0,5/10P		0,5/10P		0,5/10P	
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 $B_k \leq (k_T I_{1ном})^2 t_{тер}$ , $кА^2с$	66,57	111,63	2,05	3	23,7	111,63	1,5	3	15,25	111,63
Приєднання	Асинхронний двигун		Синхронний двигун		Трансформатор		Інші споживачі			
Тип трансформатора струму	ТОЛ–10		ТОЛ–10		ТОЛ–10		ТОЛ–10			
Умови вибору і перевірки	Розрахункові дані	Кагаложені дані	Розрахункові дані	Кагаложені дані	Розрахункові дані	Кагаложені дані	Розрахункові дані	Кагаложені дані		
1. $U_{уст} \leq U_n$ , кВ	10	10	10	10	10	10	10	10		
2. $I_{р.ф} \leq I_n$ , А	24,25	30	67,36	75	808,3	1000	173,21	200		
3. $I_{2ном}$ , А	5		5		5		5			
4. Клас точності	0,5/10P		0,5/10P		0,5/10P		0,5/10P			
5. $Z_2 \leq Z_{2ном}$ , Ом	0,32	0,66	0,32	0,66	0,32	0,66	0,32	0,66		
6. $B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$ , $кА^2с$	7,44	12	17,7	111,63	9,12	12	32,46	111,63		

### 2.6.5 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

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,  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $S_{\text{ном}} = 150 \text{ кВА}$  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
1	2	3	4	5	6	7
Збірні шини 10 кВ	Вольтметр	Э350	3/–	4	12	–
Понижуючий трьохобмоточний трансформатор	Лічильник активної енергії	СА3У– И680	2/8	2	4	16
	Лічильник	СР4– И676	2/8	2	4	16

Продовження таблиці 2.10

1	2	3	4	5	6	7
(ТДТН– 10000/110)	реактивної енергії	Д365	–	2	–	–
	Варметр					
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:

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

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.

### 2.6.6 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			2,4	
Опалення, вентиляція, освітлення ЗРП 35 кВ	–	–	20			20	
Освітлення ВРП 35 кВ	–	–	8			8	
Опалення, вентиляція, освітлення ЗРП 10 кВ	–	–	20			20	
Освітлення ВРП 10 кВ	–	–	8			8	
Експлуатаційні та ремонтні навантаження	–	–	10			5	
Разом						82,6	5,64

Розрахункове навантаження власних потреб:

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

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

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

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

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

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

### 2.6.7 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:

$$I_{\text{рф}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нз}}} = \frac{1,4 \cdot 50}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4,0415 \text{ A}$$

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:

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

$$8,1 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$$

Приймаємо до установки запобіжники типу ПКТ–101–10–5–20 .

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

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

Приймаємо запобіжники типу ПКН 001–10 У1.

### 2.6.8 Вибір розрядників

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

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

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$$

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

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

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

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

## 2.7 Розрахунок і вибір струмопроводів та ізоляторів

### 2.7.1 Вибір та перевірка шин

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  $q=114\text{мм}^2$ ,  $d=15,4 \text{ мм}$ ,  $m=0,82$ .

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

$$E_0 = 30,3 * m * \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (2.58)$$

$$E_0 = 30,3 * 0.82 * \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.77}}\right) = 33.3 \text{ кВ/см}$$

де  $m$  – коефіцієнт шорсткості;

$r_0$  – радіус проводу, см.

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу:

$$E = \frac{0.354 * U}{r_0 * \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (2.59)$$

$$E = \frac{0.354 * 121}{0.77 * \lg \frac{1.26 * 120}{0.77}} = 24 \text{ кВ/см}$$

де  $D_{cp}$  – середньгеометрична відстань між фазами;

На шинах підстанції підтримується навантаження  $U = 1.1 * U_{ном}$ .

За умовою перевірки:

$$1,07 * E \leq 0.9 * E_0$$

$$25.9 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 29,9 \text{ кВ/см}$$



Перевіряємо провід за допустимим струмом:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

$$73,6 \text{ A} < 375 \text{ A}$$

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.

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

$$I_{\max} = 230,94 \text{ A}$$

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:

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

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

де  $m$  – коефіцієнт шорсткості;

$r_0$  – радіус проводу, см.

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу:

$$E = \frac{0.354 * U}{r_0 * \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}$$

$$E = \frac{0.354 * 38}{0,77 * \lg \frac{1.26 * 120}{0,77}} = 11,5 \text{ кВ/см}$$

де  $D_{cp}$  – середньогометрична відстань між фазами;

На шинах підстанції підтримується навантаження  $U = 1.1 * U_{ном}$ .

За умовою перевірки:

$$1,07 * E \leq 0.9 * E_0$$

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

Перевіряємо провід за допустимим струмом:

$$I_{max} \leq I_{доп}$$

$$230,94 \text{ А} < 375 \text{ А}$$

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

в) На стороні 10 кВ будемо обирати жорсткі шини:

$$I_{ном тр} = 36,74 \text{ А}$$

$$I_{max} = 73,48 \text{ А}$$

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:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \quad (2.60)$$

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

де  $B_{\text{к}}$  – імпульс квадратичного струму:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,0}}^2 * (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (2.61)$$

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

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

$T_{\text{а}}$  – постійна часу згасаючої аперіодичної складової трифазного струму КЗ, рівна 0,1с;

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

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

Шини термічно стійкі.

Перевірка шин на механічну міцність:

$$\sigma_{\max} = 2,2 * \frac{i_y^2 * l^2}{a * W} * 10^{-8} \quad (2.62)$$

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

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

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

$i_y$  – ударний струм КЗ:

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

Умова механічної стійкості шин:

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

$$0,54 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Шини механічно стійкі.

### 2.7.2 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:

$$U_{уст} \leq U_n$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

в) за економічною густиною струму:

$$q_{ек} = \frac{I_{нрАД}}{j_{ек}} = \frac{23,1}{1,2} = 19,25 \text{ мм}^2$$

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

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

Перевіряємо кабель:

а) за допустимим струмом:

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

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

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

тоді  $k_v = 0,95$ ;

$$I_{доп} > I_{рфАД}$$

$$86,45 \text{ А} > 24,25 \text{ А}$$

Знаходимо мінімальне значення перерізу кабеля за умов термічної стійкості:

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

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

$$q_{\text{мин}} < q$$

$$12,25 < 25$$

Умова виконується, приймаємо кабель ААШВ з перетином 3х25 мм<sup>2</sup>.

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	
$I_{\text{доп}}, \text{ A}$	91		162		314		246	
Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані
1. $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}, \text{ кВ}$	10	10	10	10	10	10	10	10
2. $q_{\text{ек}} = I_{\text{р.н}} / j_{\text{ек}}, \text{ мм}^2$	19,25		53,46		170,13		144,34	
3. $I_{\text{р.ф}} \leq I'_{\text{доп}}, \text{ A}$	24,25	86,45	67,36	153,9	214,36	298,3	173,21	233,7
4. $q_{\text{мин}} \leq q, \text{ мм}^2$	12,25	25	42,07	70	30,2	240	56,97	150

### 2.7.3 Вибір ізоляторів шинних конструкцій

Обираємо ізолятори ІО–10–3,75 ІУ3 висотою 120мм.

Умова електродинамічної стійкості ізоляторів:

$$F_p \leq F_{\text{доп}}$$

$$0,08 < 2,25$$

$$F_{\text{доп}} = 0.6F_{\text{руйн}}$$

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

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:

$$F_p = f * l * \frac{H}{H_{\text{із}}} \quad (2.63)$$

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

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

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

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

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

$$H = H_{\text{із}} + b + \frac{h}{2} \quad (2.64)$$

де  $(b \times h)$ – розміри шини.

При закріпленні шин пліском можна прийняти  $\frac{H}{H_{із}} = 1$

Шини розташовуються пліском.

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

$$l_{доп.із} = \frac{0,6}{f} \frac{H}{H_{із}} \quad (2.65)$$

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

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

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

$$I_H \geq I_{р.ф}$$

$$630 > 115,48$$

Для прохідних ізоляторів розрахункове навантаження дорівнює:

$$F_p = 0,5 * f * l \quad (2.66)$$

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

$$F_p \leq F_{доп}$$

$$0,3 < 4,5$$

Висновок: обираємо опорні ізолятори ИО–10–3,75 ИУ3 та прохідні ізолятори ИП–10/630–7,5 УХЛ2.



## 3 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

### 3.1 Вступ до економічного розділу

Так як в енергетиці відбувається безперервне зростання світового енергоспоживання, актуальність даного дипломного проекту полягає у перспективності покращення стану енергетичного господарства.

В основній частині дипломного проекту було розраховано підстанцію 110/35/10 кВ, а також обладнання, яке буде встановлено.

В економічній частині будуть розраховуватися економічні показники проекту, до яких, входять:

- капітальні вкладення на спорудження підстанції;
- відрахування від капітальних витрат на експлуатацію підстанції та амортизаційні відрахування;
- вартість втрат електричної енергії;
- експлуатаційні витрати.

Розрахунок виконується для всього обладнання підстанції, до якого відносяться силові трансформатори, шини магістральні, провід сталевалюмінієвий, кабелі, роз'єднувачі, вимикачі та інше обладнання.

Для розрахунку вартості доставки обладнання, місце розташування підстанції було прийнято в Дніпропетровській області.

Всі посилання щодо інформації наведено в розділі Список літератури.

### 3.2 Розрахунок капітальних витрат

Розрахунок капітальних вкладень на спорудження підстанції виконаємо за показниками вартості її основних елементів.

Капітальні витрати на здійснення запропонованого варіанту розраховуються за формулою:

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

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

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

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

$Z_{пр}$  – інші одноразові вкладення грошових коштів, тис. грн.

Розрахунок вартості обладнання наведено в таблиці 3.1 згідно даних заводів–виробників та представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.1 – Розрахунок вартості обладнання

Найменування	Тип	Ціна, грн/шт (км, м)	Кількість, шт (км, м)	Загальна вартість обладнання, $K_{об}$ (тис. грн)
1	2	3	4	5
Силовий трансформатор	ТДТН– 10000/110/35– У1	9750000	2	19500
Провід	АС–120/27	93,00	20	1,86
Шини алюмінієві	40·4 АД31	64,67	7	0,45269
Вимикач	ВРС110	1205000	1	1205

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5
Вимикач	ВР35	330000	2	660
Вимикач	ВР1	75000	6	450
Роз'єднувач	РДЗ-110/1000 У1	5100	3	15,3
Амперметр	Н-344	420	5	2,1
Ватметр	DT3010	312	1	0,312
Варметр	Д365	2000	1	2
Вольтметр	Э350	350	1	0,35
Лічильник активної і реактивної енергії	САЗ-І680	2790	3	8,37
Трансформатор струму	ГФЗМ-110Б-III У1	85000	3	255
Трансформатор струму	ТЛК-35	22000	6	132
Трансформатор струму	ТОЛ-10	4000	18	72
Трансформатор напруги	НТМИ-10-У3	15000	18	270
Трансформатор власних потреб	ТМ-50/10	58000	2	116
Кабель	АКРВГ-25	47	18	0,846
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 ІУ3	80	6	0,48
Прохідні ізолятори	ІП-10/630-7,5 УХЛ2	380	6	2,28
Запобіжники	ПКТ-101-10- 5-20	624	3	1,872
Запобіжники	ПКН 001-10 У1	138	54	7,452
Розрядник	РВС -110У1	8000	3	24
Розрядник	РВО-35	3750	3	11,25

Кінець таблиці 3.1

1	2	3	4	5
Розрядник	РВО–10	396	3	1,188
<i>K<sub>обΣ</sub></i> :				22752,17

Таблиця 3.2 – Транспортно–заготівельні витрати

Найменування	Місце відправлення вантажа	Загальна маса вантажа, т	Вартість доставки, тис. грн
Силові трансформатори, трансформатори струму та напруги, власних потреб	Харків	82,76	20,05
Шини алюмінієві, провід, кабелі	Одеса	0,09	5,65
Вимикачі, роз'єднувачі	Кривий Ріг	3,24	2,35
Опорні та прохідні ізолятори, розрядники, запобіжники	Запоріжжя	0,83	1,15
Амперметри, ватметр, варметр, вольметр, лічильники активної і реактивної енергії	Львів	0,01	1,5
Загальна вартість доставки: 30,7 тис. грн			

Складські витрати враховуються у вигляді місячної арендної плати у розмірі 24,6 тис.грн

Тоді транспортно–заготівельні і складські витрати складатимуть, тис. грн:

$$З_{\text{тзс}} = 30,7 + 24,6 = 55,3$$

Витрати на монтажні–налагоджувальні роботи:

$$Z_{\text{мн}} = \sum(C_i * a_i * t_i) * K_{\text{д}} * K_{\text{см}} * K_{\text{пр}}, \quad (3.2)$$

де  $C_i$  – 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.;

$K_{\text{д}}$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

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

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

$$Z_{\text{мн}} = (8 * 60 * 334) * 1 * 1,37 * 0,8 = 175,71 \text{ тис. грн}$$

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

$$Z_{\text{пр}} = 8 * 1500 = 12 \text{ тис. грн}$$

Основні капітальні вкладення в мережу, що проектується, складають:

$$K = 22752,17 + 55,3 + 175,71 + 12 = 22995,18 \text{ тис. грн.}$$

### 3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Річні експлуатаційні витрати, тис. грн:

$$C = C_a + C_T + C_e + C_{\text{спр}}, \quad (3.3)$$

де  $C_a$  – амортизаційні відрахування;

$C_T$  – витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж;

$C_e$  – вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або витрат електроенергії;

$C_{\text{спр}}$  – інші експлуатаційні витрати.

#### 3.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Вартість основних засобів і нематеріальних активів, тис. грн:

$$\Phi_a = \Phi_{\text{п}} - Л, \quad (3.4)$$

де  $\Phi_{\text{п}}$  – первісна вартість об'єкта основних засобів;

$Л$  – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

$$\Phi_a = 22995,18 - 500 = 22495,18 \text{ тис. грн.}$$

Норма амортизації, %:

$$H_a = \frac{\Phi_{\text{п}} - Л}{\Phi_{\text{п}} * T_{\text{п}}} * 100\% \quad (3.5)$$

де  $T_n$  – амортизаційний період.

$$H_a = \frac{22495,18}{22995,18 * 5} * 100\% = 19,57\%$$

Річні амортизаційні відрахування, тис.грн:

$$AO = \frac{\Phi_n * H_a}{100}, \quad (3.6)$$

$$AO = \frac{22995,18 * 19,57}{100} = 4500,16 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок капітальних витрат на електрообладнання та амортизаційних відрахувань наведено в таблиці 3.2. Дані для розрахунків приведено на основі прайс–листів заводів–виробників та представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.2 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Найменування	Капітальні витрати, тис. грн	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн.
Об'єкт: підстанція 110/35/10	22995,18	19,57	4500,16

### 3.3.2 Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт

електротехнічного обладнання, включають витрати на матеріали, запасні блоки, визначено у відсотках від капітальних витрат.

Витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт:

$$Z_{\text{тр}} = \sum_{i=1}^n (R_i * t_i * m_i * R_{\Sigma i} + \frac{R_i * \Pi_i}{T_i} * T_{\phi}) \quad (3.7)$$

$$Z_{\text{тр}} = 2 * 60 * 1,2 * 10 + \frac{2 * 5000}{25} * 8760 = 3505,44 \text{ тис. грн}$$

Вартість втрат електричної енергії:

– в постачальній кабельній лінії:

$$I_{\Delta A. \text{кл}} = 3\tau c_0 \cdot \sum I_M^2 \cdot R, \quad (3.8)$$

де  $\tau$  – час найбільших втрат. При  $T_{\text{нб}} = 3800$  год значення  $\tau = 2225$  год;

$c_0$  – питома вартість втрат енергії. Приймаємо  $c_0 = 133$  коп./кВт·г.

$$I_{\Delta A. \text{кл}} = 3 \cdot 2225 \cdot 1,33 \cdot 10^{-6} \cdot [(246)^2 \cdot 3 \cdot 0,206 \cdot 1,3] = 431,6 \text{ тис. грн.}$$

– в цехових трансформаторах:

$$I_{\Delta A. \text{Т}} = n_{\text{Т}} \cdot (\Delta P_{\text{хх}} c_{\text{оп}} T_{\text{р}} + \Delta P_{\text{кз}} K_3^2 c_0 \tau), \quad (3.9)$$

де  $n_{\text{Т}}$  – кількість трансформаторів;

$T_{\text{р}}$  – число годин роботи трансформатора на рік;

$c_{\text{о.п}}$  – питома вартість постійних втрат енергії.

Приймаємо:

$$c_{\text{о.п}} = 168 \text{ коп/ кВт·г.}$$



$$I_{\Delta A, T} = 2(11,5 \cdot 1,68 \cdot 8760 + 76 \cdot 0,63^2 \cdot 1,68 \cdot 3800) \cdot 10^{-3} = 723,63 \text{ тис. грн.}$$

–в цеховій мережі:

$$Z_{\Delta A, M} \approx 351,9 \text{ тис. грн}$$

Сумарна вартість втрат електроенергії в мережі:

$$I_{\Delta A} = I_{\Delta A, T} + I_{\Delta A, \text{кл}} + I_{\Delta A, M} = 723,63 + 431,6 + 351,9 = 1507,13 \text{ тис. грн.}$$

### 3.4 Економічні показники проекту

Таблиця 3.3 Економічні показники проекту

Найменування показника	Одиниці виміру	Проектний варіант
Капітальні витрати	тис.грн	22995,18
Річні експлуатаційні витрати	тис.грн	9512,73
Технічне обслуговування і поточний ремонт	тис.грн	3505,44
Амортизаційні відрахування	тис.грн	4500,16

### 3.5 Висновки до розділу

На основі технічних даних щодо прийнятого у спеціальному розділі основного електрообладнання підстанції виконано розрахунки капіталовкладень у проект, які складуть 22995,18 тис. грн., річні експлуатаційні витрати складуть 9512,73 тис.грн та експлуатаційні витрати при обслуговуванні даної системи, які

становлять 3505,44 тис. грн. При цьому вартість втрат електричної енергії складе 1507,13 тис. грн.

## **4 ОХОРОНА ПРАЦІ**

### **4.1 Вступ до розділу з охорони праці**

В основній частині дипломного проекту було розраховано підстанцію 110/35/10 кВ, а також обладнання, яке буде встановлено.

В розділі охорони праці буде розглянуто основні заходи з електробезпеки, аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників проектного технологічного об'єкту, пожежну безпеку, виконано розрахунок захисного заземлення.

### **4.2 Електробезпека**

В процесі експлуатації електрообладнання існує ймовірність ураження електричним струмом від:

- дотику до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою;
- дотику до металевих корпусів, які опинилися під напругою в разі пробою ізоляції;
- помилковою подачі напруги під час ремонту електроустаткування;
- виникнення крокової напруги;
- наближення на неприпустимо мале відстань до струмоведучих частин;
- наведеної напруги ПЛ.

Умови зовнішнього середовища на території ПС нормальні. У відношенні безпеки поразки електричним струмом згідно ПУЕ КРПЕ–110 кВ, як територія розміщення електроустановок, прирівнюється до особливо небезпечних приміщень. РП–10(6) кВ також відноситься до особливо небезпечних приміщень.

Все електрообладнання, струмовідні частини, ізолятори, кріплення, несучі конструкції, ізоляційні та інші відстані обрані виходячи з вимог ДБН В.2.5–23:2010 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».

Електрообладнання, струмопровідні частини, ізолятори, кріплення, огорожі, несучі, ізоляційні та інші конструкції обрані і встановлені так, щоб:

- викликані нормальними умовами роботи електроустановки зусилля, нагрівання, електрична дуга або інші супутні її працездатності явища, не приводили до пошкодження обладнання та виникнення КЗ або замикання на землю, а також не завдавали шкоди обслуговуючому персоналу;
- при порушенні нормальних умов роботи електроустановки забезпечувалася необхідна локалізація ушкоджень, обумовлених дією КЗ;
- при знятій напрузі з будь-якої ланцюга, що відносяться до неї апарати і струмоведучі частини могли піддаватися безпечного огляду, заміни та ремонту без порушення нормальної роботи сусідніх ланцюгів;
- забезпечувалася можливість зручного транспортування обладнання.

Для захисту від ураження електричним струмом в разі пошкодження ізоляції повинні бути застосовані окремо або в поєднанні такі заходи захисту у разі непрямого дотику:

Частини електроустановок підлягають захисного заземлення по ПУЕ:

- 1) корпусу трансформаторів, апаратів, світильників і т.ін.;
- 2) приводи електричних апаратів;
- 3) вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів;
- 4) каркаси розподільних щитів, щитів управління і релейного захисту, щитків і шаф;
- 5) металеві конструкції розподільних пристроїв, металеві кабельні з'єднувальні муфти, металеві оболонки і броня контрольних і силових кабелів, опорні конструкції шинопроводів, а також інші металеві конструкції, на яких встановлюється електрообладнання.

Розподільний пристрій обладнано оперативної блокуванням неправильних дій при перемиканні в електричних установках (скорочено – оперативної блокуванням), призначеної для запобігання неправильних дій з роз'єднувачами, заземлюючими ножами.

Оперативна блокування виключає:

- подачу напруги роз'єднувачем на ділянку електричної схеми, заземленою включеним заземлителем;
- включення заземлювача на ділянці схеми, які не відокремленому роз'єднувачем від інших ділянок, які можуть бути як під напругою, так і без напруги;
- відключення і включення роз'єднувачами струмів навантаження.

Жорсткі шини 10 – 6 кВ від трансформаторів до КРУ пофарбовані в такий спосіб:

- фаза А – жовтим,
- фаза В – зеленим,
- фаза С – червоним.

Організаційні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках, є:

- оформлення робіт нарядом, розпорядженням або переліком робіт, які виконуються в порядку поточної експлуатації;
- допуск до роботи;
- нагляд під час роботи;
- оформлення перерви в роботі, переведення на інше місце, закінчення роботи.

При підготовці робочого місця зі зняттям напруги повинні бути виконані наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжиті заходи, що перешкоджають подачі напруги на місце роботи внаслідок помилкового чи самовільного включення комутаційних апаратів;
- на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційних апаратів повинні бути вивішені забороняють плакати;
- підтверджено відсутність напруги на струмопровідних частинах, які повинні бути заземлені для захисту людей від ураження електричним струмом;
- накладено заземлення (включені заземлювальні ножі, а там, де вони відсутні, встановлені переносні заземлення);
- вивішені вказівні плакати "Заземлено", огорожені при необхідності робочі місця і залишилися під напругою струмоведучі частини, вивішені попереджувальні та розпорядчі плакати. Плакати і знаки безпеки в електроустановках до і вище 1000 В електростанцій і підстанцій зображені на рисунку 4.1



Рисунок 4.1 Плакати і знаки безпеки

Норми комплектування засобами захисту РУ напругою вище 1000В згідно СО 153–34.03.603–2003 наведені в таблиці № 4.1

Таблиця 4.1 – Норми комплектування засобами захисту

Найменування засоби захисту	Кількість
Ізолююча штанга (оперативна або універсальна)	2 шт. на 110 кВ, 2 шт. на 10 кВ
показчик напруги	2 шт. на 110 кВ, 2 шт. на 10 кВ
Ізолюючі кліщі (за відсутності універсальної штанги)	1 шт. на 10 кВ
Діелектричні рукавички	2 пари
Діелектричні боти (для ВРП)	1 пара
Захисні огороження (щити)	2 шт
Плакати і знаки безпеки (переносні)	1 комплект
Захисні окуляри	2 пари

#### **4.3 Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників проектованого технологічного об'єкту**

Об'єктом дослідження з охорони праці є трансформаторна підстанція 110/35/10 Кв. Об'єкт має категорію небезпеки Д.

Енергетичний об'єкт має такі небезпечні та шкідливі виробничі чинники:

- можливість травматизму електричним струмом;

- електромагнітні випромінювання;
- підвищений рівень шуму;
- підвищена пожежна небезпека;
- крокова напруга.

Основні небезпечні фактори, які можуть вплинути на здоров'я людини або створити загрозу його життя:

- електромагнітне випромінювання, яке при постійному тривалому впливі на організм може стати причиною погіршення самопочуття і виникнення різних захворювань, в тому числі й онкологічних;
- підвищений рівень шуму, створюваний трансформатором при роботі, який до тяжких наслідків зазвичай не призводить, але може стати причиною дискомфорту;
- підвищена пожежна небезпека, властива будь-якому електроустановці, особливо з масляним наповненням. Загрози, що створюються пожежею, загальновідомі, тому не будемо особливо зупинятися на них;
- застосування захисного заземлення в аварійних ситуаціях при відмові захисних систем може стати причиною появи такого ефекту, як крокові напруги. При цьому людина, що намагається бігом покинути небезпечну зону, ризикує отримати відчутний удар струмом, в тому числі і з летальними наслідками.

#### 4.4 Пожежна безпека

Можливими причинами пожежі в електроустановках можуть бути:

- іскріння в електричних машинах і апаратах;
- струми короткого замикання і перевантаження, що приводять до займання ізоляції;



- іскріння від електростатичних розрядів і ударів блискавки;
- погані контакти в з'єднанні проводів;
- електродуги між контактами апаратів;
- електродуги під час зварювальних робіт;
- аварії з масло наповненими апаратами, що супроводжуються викидом продуктів розкладання масла.

Можливими причинами пожеж неелектричного характеру можуть бути:

- необережне поводження з вогнем при газозварювальних роботах;
- несправності опалювальних приладів;
- мимовільне займання деяких матеріалів.

Попередження утворення горючого середовища забезпечується за рахунок:

- пристроєм аварійного зливу пожежонебезпечних рідин:

Відведення масла з трансформаторів в разі аварії з витіканням масла здійснюється за допомогою масло приймачів, масло відводи і підземного маслосборника. Обсяг маслосборника повинен бути розрахований на одночасний прийом 100% масла, що міститься в корпусі трансформатора. Маслосборники виконуються заглибленого типу (дно нижче рівня навколишнього планування землі) з відведенням масла, при цьому бортових огорожень не потрібно. Масло відводи повинні забезпечувати відведення з масла і води, яка застосовується для гасіння пожежі, на безпечне в пожежному відношенні відстань від обладнання; 50% масла і загальна кількість води повинні віддалятися не більше ніж за 0,25 ч. Масло відводи виконуються у вигляді підземних трубопроводів. Маслозбірник повинен бути розрахований на повний обсяг масла одиничного обладнання, що містить найбільшу кількість масла, і повинні виконуватися закритого типу;

- періодичної очистки території, на якій розташовується об'єкт, приміщень, комунікацій, апаратури від горючих відходів, відкладень пилу, пуху і т. п. ;

- установкою пожежонебезпечного устаткування в ізольованих приміщеннях. Предотвращеніє освіти в займистою середовищі джерел запалювання досягається за рахунок;

- застосування в конструкції швидкодіючих засобів захисного відключення можливих джерел запалювання;

- пристрою блискавкозахисту будівель і устаткування.

Протипожежний захист на підстанції досягається застосуванням таких способів:

- застосуванням засобів пожежогасіння:

Норми первинних засобів пожежогасіння представлені в таблиці 4.2

Таблиця 4.2 – Норми первинних засобів пожежогасіння

Найменування приміщень і установок	Одиниця захисної площі або установки	Пінні місткістю, л	Вогнегасники			
			Порошкові місткістю, л		Вуглекислотні місткістю, л	
		10	5	10	5	25
Щит керування	Приміщення щита керування	–	–	–	4	1
Панелі релейних щитів	Приміщення	–	–	–	4	1

Пожежний водопровід включає в себе зовнішні мережі з гідрантами і пожежні крани в приміщеннях. Первинними засобами пожежогасіння є азбестові полотна, ящики з піском, а також порошкові вогнегасники (до 1000 В), вуглекислотні вогнегасники ОУ – 5, ОУ – 8 (до 10 кВ);

- застосування автоматичних установок пожежної сигналізації і пожежогасіння. організація за допомогою технічних засобів, включаючи автоматичні, своєчасного оповіщення людей.

При ураженні електричним струмом необхідно:

- звільнити людину від дії струму необхідно якомога швидше, але при цьому треба дотримуватися запобіжних заходів. Якщо потерпілий знаходиться на висоті, повинні вживатися заходи щодо попередження його падіння; Дотик до людини, що знаходиться під напругою, небезпечно, і при веденні рятувальних робіт необхідно суворо дотримуватися певних заходів від можливого ураження струмом осіб, які проводять ці роботи;

- найбільш простим способом звільнення потерпілого від струму є відключення електроустановки або тієї її частини, якої стосується людина. При відключенні установки може згаснути електричне світло, тому при відсутності денного світла необхідно мати наготові інше джерело світла – ліхтар, свічку і т. д;

- Якщо швидко відключити установку не можна, необхідно вжити відповідних заходів обережності, щоб самому не опинитися в контакті з токоведущою частиною або тілом потерпілого, а також під напругою кроку. В установках напругою вище 1000 В для звільнення потерпілого необхідно користуватися ізолюючою штангою або ізолюючими кліщами, дотримуючись усіх правил користування цими захисними засобами;

- Якщо потерпілий в результаті впливу напруги кроку впав, його необхідно ізолювати від землі, підсунувши під нього суху дерев'яну дошку або фанеру;

- Після звільнення потерпілого від струму необхідно встановити ступінь ураження і відповідно до стану потерпілого надати йому медичну допомогу. Якщо потерпілий не знепритомнів, необхідно забезпечити йому відпочинок, а при наявності травм або пошкоджень (удари, переломи, вивихи,

опіки і т. Д.) Необхідно надати йому першу допомогу до прибуття лікаря або доставити до найближчої лікувальної установи;

- Якщо потерпілий втратив свідомість, але дихання збереглося, необхідно рівно і зручно укласти його на м'яку підстилку – ковдру, одяг і т. д., Розстебнути комір, пояс, зняти одяг, що стискає, очистити порожнину рота від крові, слизу, забезпечити приплив свіжого повітря, дати понюхати нашатирний спирт, окропити водою, розтерти і зігріти тіло;

- При відсутності ознак життя (при клінічній смерті відсутнє дихання і пульс, зіниці очей розширені через кисневе голодування кори головного мозку) або при переривчастому подиху слід швидко звільнити потерпілого від стискує подих одягу, очистити рот і робити штучне дихання і масаж серця.

#### 4.5 Розрахунок захисного заземлення

Заземлювач передбачається виконати з горизонтальних полосових електродів та вертикальних електродів (стержневих) діаметром  $d=0,02$  м, довжиною  $l=5$  м, глибиною закладання електродів в землю  $h=0,8$  м.

Грунт в місці спорудження підстанції,  $b$  – суглинок, кліматична зона – 3.

Опір природних заземлювачів складає 25 Ом, опір заземлювача розтікання струму у відповідності до ПУЕ повинен бути для мережі 0,4 кВ не більше 4 Ом.

Розрахунковий опір вертикального заземлення:

$$r_{розр1} = r_m * \psi_z \quad (4.1)$$

де  $r_m$  – опір ґрунту, Ом·м;

$\psi_z$  – кліматичний коефіцієнт для ґрунту.

Підставляємо значення до формули (4.1):

$$p_{\text{розр1}} = 250 * 1,2 = 300 \text{ Ом}$$

Розрахунковий опір ґрунту горизонтальної полоси визначаємо за формулою:

$$p_{\text{розр2}} = p_m * \psi_2, \text{ Ом} * \text{ м} \quad (4.2)$$

де  $\psi_2$  – кліматичний коефіцієнт для глибини 0,8 м.

Підставляємо значення до формули (4.2):

$$p_{\text{розр2}} = 250 * 2,5 = 625 \text{ Ом} * \text{ м}$$

Необхідний опір заземлюючого пристрою з врахуванням природного заземлення:

$$R_{з'} = \frac{R_3^n * R_1}{R_1 - R_3^n} \quad (4.3)$$

де  $R_1$  – опір природних заземлювачів.

Підставляємо значення до формули (4.3):

$$R_{з'} = \frac{4 * 25}{25 - 4} = 4,762 \text{ Ом}$$

Опір одного вертикального заземлювача довжиною 5 м розраховуємо за формулою:

$$R_0 = \frac{0,366 * \rho_{\text{розр}}}{l} * \left( \log \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \log \frac{4t+l}{4t-l} \right), \text{ Ом} \quad (4.4)$$

де  $\rho_{\text{розр}}$  – розрахунковий опір вертикального заземлення, Ом;

$l$  – довжина вертикального заземлювача, м;

$d$  – діаметр вертикальних електродів, м;

$t = 0,8 + \frac{5}{2} = 3,3$  – відстань між електродами, м.

Підставляємо значення до формули (4.3), отримуємо:

$$R_0 = \frac{0,366 * 300}{5} * \left( \log \frac{2 * 5}{0,02} + \frac{1}{2} \log \frac{4 * 3,3 + 5}{4 * 3,3 - 5} \right) = 66,873 \text{ Ом}$$

Приймаємо, що електроди закладені по замкненому контуру згідно планування і знаходимо орієнтовну кількість заземлювачів за формулою:

$$n = \frac{R_0}{R'_3 * \eta_t}, \text{ шт} \quad (4.5)$$

де  $\eta_t = 0,5$  – коефіцієнт використання ряду вертикальних заземлювачів.

Підставляємо значення до формули (4.5), отримуємо:

$$n = \frac{66,873}{4,762 * 0,5} = 28,086 = 28 \text{ шт}$$

Довжина з'єднувальної горизонтальної полоси визначається за формулою:

$$ln = 1.05 * a * n, \text{ м} \quad (4.6)$$

де  $a$  – довжина вертикального заземлювача;

$n$  – кількість заземлювачів.

Підставляємо значення до формули (4.6):

$$ln = 1.05 * 5 * 28 = 147 \text{ м}$$

Опір полоси з врахуванням екранування визначаємо за формулою:

$$R_{nn} = 0.366 * \frac{p_{\text{розр}}}{l_n * \eta_t} * \log \frac{2 * l_n^2}{b * h'}, \text{ Ом} \quad (4.7)$$

Підставляємо значення до формули (4.7):

$$R_{nn} = 0.366 * \frac{625}{147 * 0,5} * \log \frac{2 * 147^2}{0,045 * 0,8} = 18,884 \text{ Ом}$$

Потрібний опір вертикальних заземлювачів за формулою (4.3):

$$R_k = \frac{18,884 * 4,762}{18,884 - 4,762} = 6,368 \text{ Ом}$$

Остаточна кількість заземлювачів за формулою (4.5):

$$n = \frac{66,873}{6,368 * 0,5} = 21,003 = 21 \text{ шт}$$

Перевірка відповідності за формулою:

$$R_d = \frac{1}{\frac{1}{R_k} + \frac{1}{R_{nn}} + \frac{1}{R_B}}, \text{ Ом} \quad (4.8)$$

де  $R_k$  – потрібний опір вертикальних заземлювачів, Ом;

$R_{nn}$  – опір полоси з урахуванням екранування, Ом;

$R_B$  – опір природніх заземлювачів, Ом.

Підставляємо значення до формули (4.8), отримуємо:

$$R_d = \frac{1}{\frac{1}{6,368} + \frac{1}{18,884} + \frac{1}{25}} = 4,0001 \text{ Ом}$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 21 заземлювачів дорівнює нормованому значенню 4 Ом. Додатково до контуру на території підстанції встановлюємо сітку з повздовжніх полос, розташованих на відстані 1м від обладнання з поперечними зв'язками через кожні 5м.

#### 4.6 Висновки до розділу

Трансформаторна підстанція є електронебезпечним об'єктом, має в собі небезпечні та шкідливі виробничі чинники та знаходиться в категорії безпеки – Д.

Для небезпечного перебування у межах об'єкту енергетики слід ретельно дотримуватись правил безпеки. Важливим фактором також є своєчасні заходи безпеки на об'єкті.



## Висновок

Електроенергетика – одна з найважливіших галузей енергетики, в якій на сьогодні існує проблема ресурсозабезпеченості енергетичного господарства. Ситуацію ускладнює безперервний зріст світового енергоспоживання. Очевидним є те, що зі зростом запиту на електроенергію, росте також запит на її передачу та розподіл.

В дипломному проекті було розглянуто розроблення проекту розподільчої підстанції 110/35/10 кВ. В ході розрахунку було обрано силові трансформатори, трансформатори струму, напруги та власних потреб підстанції. Обрано вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні пристрої, такі як: амперметр, вольтметр та ін.

В економічній частині проекту було розраховано витрати на закупівлю та доставку всього необхідного обладнання, складські та монтажні – налагоджувальні витрати. Було розраховано річні експлуатаційні витрати, в тому числі: амортизаційні відрахування, технічне обслуговування та поточний ремонт, втрати електроенергії.

В розділі охорони праці було розглянуто основні заходи електробезпеки, небезпечні фактори, заходи пожежної безпеки та першу допомогу при ураженні електричним струмом, розраховано захисне заземлення.

В цілому за попередніми розрахунками можна сказати, що проект з розробки та побудови розподільчої підстанції економічно та енергетично вигідний.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- 1) Ліпкін Б.Ю. «Электроснабжение промышленных предприятий и установок», «Высшая школа», 1981
- 2) «Правила устройства электроустановок», «Энергия», 1987
- 3) Гольстрем В.А. «Справочник энергетика промышленных предприятий», «Техника», 1989
- 4) Неклепаев Б.Н. «Электрическая часть станции и подстанции», «Энергоатомиздат», 1984
- 5) Чернобров Н.В. «Релейная защита», «Энергия», 1971
- 6) Зімін Е.Н. «Электрооборудование промышленных предприятий и установок», «Энергоиздат», 1981
- 7) Ополева Г.Н. «Схемы и подстанции электроснабжения», «Форум: Инфра–М», 2006
- 8) Гук Ю.К. «Проектирования электрической части станции и подстанции», «Энергоатомиздат», 1985
- 9) Півняк Г.Г. «Переходные процессы в системах электроснабжения», 2016
- 10) Рожкова Л.Д., Козулін В.С. «Электрооборудование станций и подстанций», 1985
- 11) Овчаренко А.С., «Справочник по электроснабжению промышленных предприятий», 1985
- 12) Півняк Г.Г., Білий М.М., Бажін Г.М. «Електропостачання гірничих підприємств» 200
- 13) <https://transformatory.pro/view-rynok/proizvoditeli/ufimskij-transformatornyj-zavod/>
- 14) <https://silovoytransformator.ru/110kv/tdn-40000-110.htm>
- 15) <http://www.rzva.ua/modules/pages/files/12>
- 16) <https://www.ruscable.ru/info/pue/3-2.html>
- 17) <http://promservis.cn.ua/razryadniki-rvs-110.html>
- 18) <http://zva.zp.ua/doc/archivedoc/catalogs/RAZ.pdf>

- 19) <https://voltten.com/tlk-35-transformator-toka-izmeritelnyj-suxoj-opornyj/>
- 20) <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/127/000000628/attfile/tehnicheskoe-opisanie-transformatorov-toka-tfzm-110-b-iii-ul.pdf>
- 21) <https://10-110kv.com/p334932890-transformator-napryazheniya-znom.html>
- 22) <https://asenergi.com/catalog/pribory-schitovye/voltmetry-e350.html>
- 23) <https://voltten.com/znom-35-transformator-napryazheniya-izmeritelnyj-maslyanyj-zazemlyaemyj/>
- 24) <http://atrans.in.ua/transformator-tm-tmg-40-35-04/p194>
- 25) <https://zyabkin.com.ua/predohraniteli-i-derzhateli/nva-korenevo/1366/c170033/v4205/s1366/>
- 26) <https://uralen.ru/catalog/pred/group-32/253.html>
- 27) <http://promservis.cn.ua/razryadniki-rvs-110.html>
- 28) [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)
- 29) <https://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/vakuumnye-vyklyuchateli-10-kv/vr1.htm>
- 30) [https://www.cztt.ru/tlk\\_35.html](https://www.cztt.ru/tlk_35.html)
- 31) [https://www.cztt.ru/tol\\_10.html](https://www.cztt.ru/tol_10.html)
- 32) <https://elmisto.com.ua/p374791091-transformatory-napryazheniya-ntmi.html>
- 33) <http://www.nomek.ru/TM-50/10>
- 34) <https://keaz.ru/catalog/srednevoltnoe-obrudovanie-do-35kv/predohraniteli-visokovoltne/pkt-predohraniteli-visokovoltne/pkt/120494>
- 35) <https://elektrofarfor.com/p109103599-predohranitel-pkn-001.html>
- 36) <http://elektroservice.com.ua/vysokovoltnoe-oborudovanie/197-razryadniki-rvo10-rvo6.html>
- 37) <https://vse-e.com/provod-golyi-stalealuminieviyi-as-120-27>

- 38) <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-bumajnoi-izolyaciei/aashv-10kv/kabel-aashv-3x25.html>
- 39) <http://www.em.dn.ua/iz/farfor/oporn/io-10-375.htm>
- 40) <https://prom.ua/p121875368-izolyatory-farforovye-prohodnye.html?&primelead=MQ>
- 41) <https://elektrostandart.com/product/trasformatory/transformator-tdtn-10000-16000-110-u1-s-rpn/>
- 42) <http://zepg.com.ua/pcod000002247.html>
- 43) <https://linijaopory.ru/provod-as-240-32-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/>
- 44) <https://metall-holding.com.ua/khmelnyskyi/catalog/aluminij/polosa-aluminievaa/alum-polosa-40h4-ad31-t5>
- 45) <https://prom.ua/ua/p564979155-transformator-toka-tfzm>
- 46) <https://zyabkin.com.ua/predohranitel-plavkiy-visokovoltniy-pkt-101-10-20-125-u3-nva-korenevo-9410020104/p239740/>
- 47) <https://prom.ua/p675765373-predohranitel-pkn-011.html?&primelead=MC41Nw>
- 48) <https://prom.ua/p1339232007-kabel-kontrolnyj-akrvg.html>
- 49) <https://prom.ua/p2722551-razryadnik-ventilnyj-rvs>
- 50) <https://prom.ua/p15095972-razryadnik-rvs.html>
- 51) <https://prom.ua/p21902845-izolyator-opornyj-375>
- 52) <https://kiev.flagma.ua/uk/vakuumny-vyklyuchatel-vr35-o3297004.html>
- 53) <http://transform74.ru/tr/616A/1188/>
- 54) <https://zakupka.com/p/434551834-razedinitel-rdz-110-1000-i-ii/>