

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

До захисту допущено
Завідувач кафедри

_____ І. Л. Лебединський
" ____ " _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему: «Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ»

Здобувача групи ЕТ – 91 _____ М. В. Хоружий

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень.
Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на
відповідне джерело.

(підпис)

Максим ХОРУЖИЙ

(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник, к.т.н, доцент _____ І. М. Дяговченко

Суми – 2023

Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

” ___ ” _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на бакалаврську роботу студента

Хоружого Максима Вікторовича

1. Тема дипломної роботи: «Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ»

затверджена наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом завершеної роботи 10.06.2023 р.

3. Вихідні дані до роботи:

1. Розташування та опис підстанції. 2. Однолінійна схема нормального режиму ПС 110/35/10 кВ. 3. Добовий графік споживання.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити, основні розділи зі змісту):

Вступ; Розділ 1. Опис об'єкту та постановка завдання проектування; Розділ 2. Розрахунок і аналіз режимів електроспоживання; Розділ 3. Вибір електричного обладнання; Розділ 4. Релейний захист та автоматика; Розділ 5. Охорона праці; Висновок; Список використаної літератури; Додатки

5. Перелік графічного матеріалу:

1. Схема принципова однолінійна схема підстанції 110/35/6 кВ до реконструкції. 2. Схема принципова однолінійна схема підстанції 110/35/6 кВ після реконструкції 3. Схема блискавкозахисту підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Опис об'єкту та постановка завдання проекту	до 15.03.2023	
2	Розрахунок і аналіз режимів електроспоживання	до 01.04.2023	
3	Вибір елементів системи електропостачання	до 05.05.2023	
4	Релейний захист та автоматика	до 15.05.2023	
5	Розрахунок зони захисту блискавковідводів	до 30.05.2023	
6	Оформлення графічного матеріалу	до 05.06.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки	до 05.06.2023	
8	Здача роботи на перевірку	до 06.06.2023	

Студент _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 72, рис. 11, табл. 28, кресл. 3

Бібліографічний опис: Хоружий М. В. Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра: спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / наук. кер. І. М. Дяговченко. Суми: Сумський державний університет, 2023. – 72 с.

Ключові слова: реконструкція електричної підстанції, силовий трансформатор, вимірювальний трансформатор, опорний ізолятор, прохідний ізолятор, трансформатор власних потреб, силовий вимикач, роз'єднувач, зона захисту від ураження блискавки

reconstruction of an electrical substation, power transformer, measuring transformer, support insulator, pass-through insulator, transformer for own needs, power switch, disconnecter, lightning protection zone

Короткий огляд – В даній бакалаврській роботі проведено реконструкцію електричної частини підстанції ПС-110/35/6 кВ. Проведено розрахунки електричного навантаження на стороні високої, середньої та низької напруги. Зроблено перевірку силового трансформатора, вибір вимикачів навантаження, роз'єднувачів. Проведено розрахунок та вибір збірних шин, опорних та прохідних ізоляторів. Обрано трансформатор власних потреб. Проведено вибір вимірювальних приладів та обрано необхідні трансформатори струму та напруги на всіх класах напруги.

Проведено розрахунок та вибір уставок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатofазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю реле ДЗТ – 11.

Проведено розрахунок зони захисту стрижневого блискавковідводу, виконаного за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичний ввід резерву

ВВ – високовольтний вимикач

ВН – сторона високої напруги

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

ГОСТ – державний стандарт

ГЩУ – головний щит управління

ЗРП – закритий розподільчий пристрій

КЗ – коротке замикання

ККД – коефіцієнт корисної дії

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

КУ – конденсаторна установка

ЛЕП – лінія електропередачі

НН – сторона низької напруги

ПЗ – пристрій заземлення

ПС – підстанція

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

РЗА – релейний захист автоматики

РП – розподільчий пристрій

РПН – регулювання напруги під навантаженням

СНіП – будівельні норми і правила

СРШ – силова розподільна шафа

ТП – трансформаторна підстанція

ТС – трансформатор струму

ШОС – шафа оперативного струму

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 ОПИС ОБ'ЄКТА ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ НА ПРОЕКТУВАННЯ...	8
1.1 Загальна характеристика об'єкта	8
1.2 Аналіз існуючої системи електропостачання	9
1.3 Аналіз варіантів модернізації чи реконструкції	11
1.3.1 Вибір розподільного пристрою 110 кВ.....	11
1.3.2 Вибір розподільного пристрою 35 та 6 кВ	11
2 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ	12
2.1 Визначення розрахункових навантажень споживачів ПС	12
2.1.1 Графіки електричних навантажень	14
2.2 Вибір числа та потужності силових трансформаторів.....	17
2.3 Вибір та обґрунтування контрольних точок розрахунку та виду струму короткого замикання.....	21
2.4 Складання розрахункової схеми та схеми заміщення.....	22
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання в точках системи електропостачання, що розглядаються	23
3 ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	25
3.1 Вибір та перевірка електроустаткування підстанції	25
3.1.1 Вибір струмопровідних частин РП 110 кВ.....	25
3.1.2 Вибір струмопровідних частин РП 35 кВ.....	26
3.1.3 Вибір струмопровідних частин РП 6 кВ.....	27
3.2 Вибір та перевірка високовольтних вимикачів та роз'єднувачів	30
3.2.1 Розрахунок номінальних струмів підстанції.....	31
3.2.2 Вибір вимикачів на стороні 110 кВ	32
3.2.3 Вибір вимикачів на стороні 35 кВ.....	33
3.2.4 Вибір вимикачів на стороні 6 кВ.....	34

					<i>БР 3.6.14.1.335 ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	<i>Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ</i>	Лит.	Аркуш	Листів
Розроб.		Хоружий					5	72
Перевір.		Дяговченко				<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
Реценз.								
Н. Контр.		Никифоров						
Затверд.		Лебединський						

3.2.5	Вибір роз'єднувачів	36
3.3	Вибір та перевірка ТВП.....	38
3.4	Вибір та перевірка ТС.....	39
3.4.1	Маркування трансформаторів струму	39
3.4.2	Умова вибору трансформаторів струму	40
3.4.3	Вибір ТС на стороні 110 кВ	40
3.4.4	Вибір ТС на стороні 35 кВ	42
3.4.5	Вибір ТС на стороні 6 кВ	45
3.5	Вибір та перевірка ТН.....	47
3.5.1	Трансформатор напруги на боці ВН	48
3.5.2	Трансформатор напруги на боці СН	48
3.5.3	Трансформатор напруги на боці НН	49
3.6	Вибір ізоляторів та ОПН	50
3.6.1	Вибір опорних ізоляторів.....	50
3.6.2	Вибір прохідних ізоляторів.....	51
4	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА.....	52
4.1	Аналіз та вибір диференційних засобів захисту трансформатора	52
4.1.1	Вихідні дані до розрахунку захисту.....	52
4.1.2	Розрахунок диференціального струмового захисту	54
4.1.3	Вибір уставок реле ДЗТ	56
4.1.4	Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском за напругою	59
5	ОХОРОНА ПРАЦІ. РОЗРАХУНОК ЗОНИ ЗАХИСТУ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ ТЕРИТОРІЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	61
	ВИСНОВОК.....	65
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	66
	ДОДАТКИ.....	68

ВСТУП

На сьогоднішній день, в Україні величезна кількість об'єктів електроенергетики функціонують із застарілим обладнанням: масляними вимикачами, трансформаторами струму та напруги з невідповідним класом точності, масляними трансформаторам, що 10-15 років як вичерпали нормативний термін своєї експлуатації, тощо. Актуальним завданням проектувальних робіт є приведення подібних об'єктів до сучасного стану шляхом заміни застарілого обладнання. Такі рішення суттєво підвищують надійність електропостачання та подовжують термін роботи об'єктів електроенергетики.

В процесі проектування реконструкції підстанції необхідно брати до уваги прогрес в галузі енергетики, а саме новітні розробки електроенергетичних об'єктів, які є необхідністю в сьогоденних реаліях: вакуумні і елегазові вимикачі замість масляних, полімерні обмежувачі перенапруги замість порцелянових, і т. д. Ці пристрої мають більшу вартість, однак забезпечують і більшу надійність, гнучкість і, в цілому, часто виявляються кращими у роботі та використанні на підстанціях.

В даній бакалаврській роботі проведена модернізація типової розподільної підстанції. В ході роботи необхідно провести реконструкцію обладнання, замінити застарілі масляні вимикачі на сучасними вакуумними або елегазовими аналогами. Також необхідно провести розрахунок та вибір основного силового обладнання: силовий трансформатор, трансформатор струму, напруги, трансформатор власних потреб, збірні шини, вимикачі навантажень, роз'єднувачі, обмежувачі імпульсної напруги на високій, середній, низькій стороні напруги. Необхідно виконати розрахунок диференційного захисту силового трансформатора, розрахунок зони захисту стрижневого блискавковідводу виконаного за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів.

					<i>БР 3.8.141.335 ПЗ</i>	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ОПИС ОБ'ЄКТА ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ НА ПРОЕКТУВАННЯ

1.1 Загальна характеристика об'єкта

Мета бакалаврської роботи – це модернізація підстанції. На рис. 1.1 зображено принципову електричну схему підстанції ПС-110-35-6 кВ, яку необхідно модернізувати. Дана підстанція живить суміжні поселення напругою 35 кВ та суміжне підприємство, споживачі якого – це, переважно, силові двигуни напругою 6 кВ. Живлення підстанції забезпечується по високій стороні напругою 110 кВ від двох магістральних ліній. Дана підстанція являється прохідною. Причина модернізації – наявність явно застарілого обладнання та збільшення пропускної спроможності, у зв'язку з майбутнім підключенням додаткового навантаження.

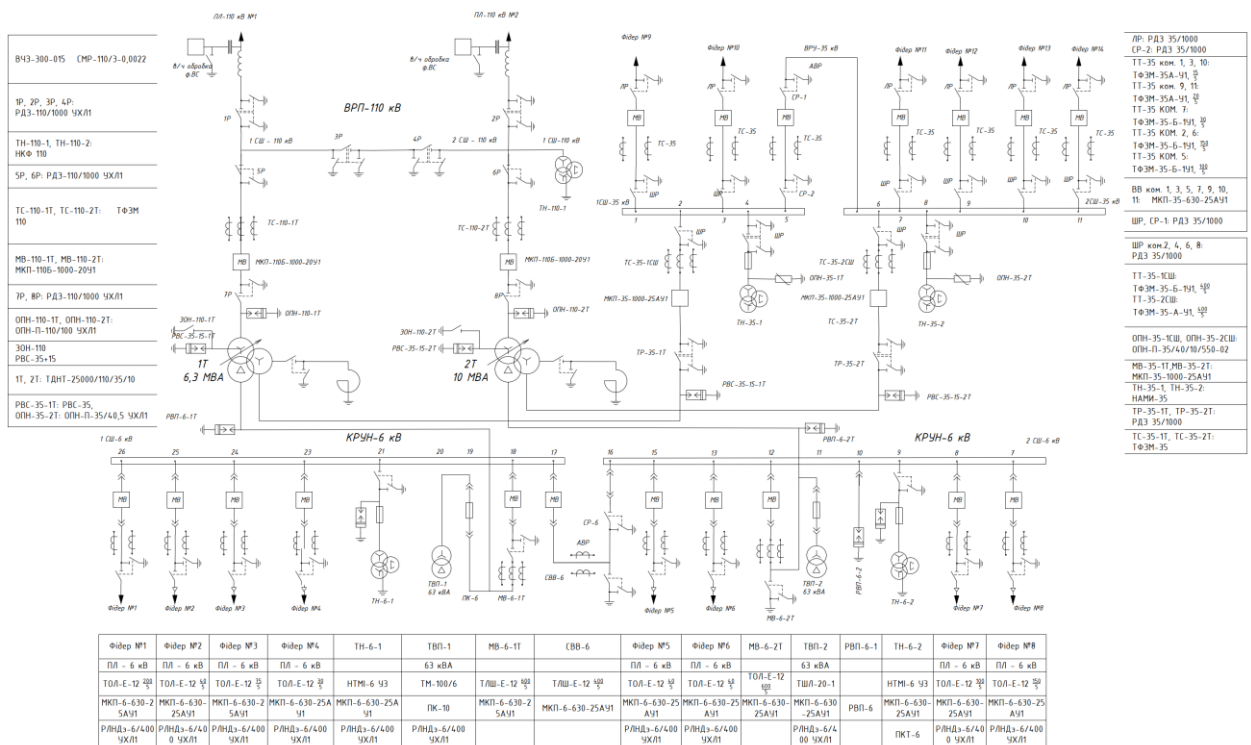


Рисунок 1.1 – Електрична схема підстанції до реконструкції

					БР 3.6.141.335 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.	Хоружий				Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.	Дяговченко					8	72
Реценз.					СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.	Никифоров						
Затверд.	Лебединський						

Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ

1.2 Аналіз існуючої системи електропостачання

На рис. 1.1 зображено принципову електричну схему підстанції. Як видно, живлення забезпечується двома лініями 110 кВ. Схема розподільного пристрою 110 кВ показана на рис. 1.2 – два блока з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії [1].

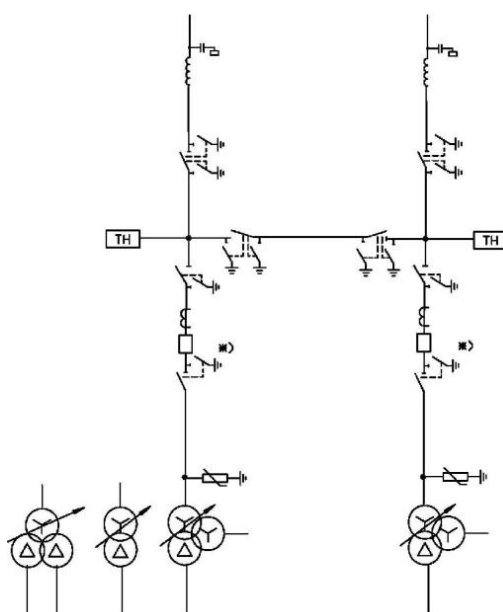


Рисунок 1.2 – Типова схема розподільного пристрою 110 кВ – два блока з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії

Така схема застосовується на тупикових однострансформаторних підстанціях з РП ВН, що приєднане до однієї лінії живлення. На двотрансформаторних тупикових підстанціях при двох лініях живлення застосовують РП РП за схемою два блоки лінія – трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній. Оскільки, дана підстанція використовується як прохідна, така схема не допустима, тому потребує негайної реконструкції.

В РП підстанції присутні масляні вимикачі типу МКП-110Б-1000-20У1, які застосовуються як в закритих, так і відкритих розподільчих пристроях будь-якої напруги. Його основна функція – включення-відключення окремих

					БР 3.8.141.335 ПЗ	Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ліній нормально працюючої електричної системи або в нестандартних ситуаціях. Виключення відбувається автоматично або вручну. Ці вимикачі відомі своєю простотою конструкції, високою здатністю вимикати великі струми навантаження.

До недоліків таких вимикачів можна віднести наступні: вибухо- і пожежонебезпека, неможливість здійснення швидкодіючого АПВ, необхідність періодичного контролю, частоті заміни масла в дугогасильних бачках, складність установки вбудованих трансформаторів струму, відносно мала здатність відключення.

Наступний основний елемент – силовий трансформатор. Оскільки підстанція спочатку проектувалася з орієнтацією на меншу потужність, то було встановлено трансформатор потужністю 6,3 МВА. Потім, з розширенням підприємств-споживачів, було встановлено другий трансформатор потужністю 10 МВА. На даному етапі трансформатори не працюють в паралелі, що неприпустимо для заданого класу надійності споживачів. Тому, ці електричні машини потребують заміни. Планується встановити два трансформатори однакової потужності для роботи в паралелі.

Від силового трансформатора живляться два розподільних пристрої РП-35 кВ та КРПН-6 кВ. РП-35 кВ складається з двох розподільних шин, з'єднаних секційною коміркою, та мають 6 відхідних комірок. Конструкція комірок типова: силовий вимикач, роз'єднувач, трансформатори струму. Обладнання давно потребує нагальної заміни. У КРПН-6 кВ ситуація схожа. До КРПН-6 кВ під'єднані трансформатори напруги для забезпечення підключення обладнання для обліку, вимірів та для живлення пристроїв релейного захисту.

					<i>БР 3.8.141.335 ПЗ</i>	Арк.
						10
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3 Аналіз варіантів модернізації чи реконструкції

1.3.1 Вибір розподільного пристрою 110 кВ

Існують різні схеми РП, що відрізняються надійністю, оперативною гнучкістю і, відповідно, вартістю. До РП підключаються різні приєднання. До основних приєднанням можна віднести: лінії електропередачі, силові трансформатори та генератори (якщо це РП РП генераторної напруги на ТЕЦ).

Для вищої надійності роботи РП використовуємо типову схему містка, що застосовуються на високій стороні транзитних підстанціях, які включаються в розсічення транзитної лінії. У межах підстанції транзит потужності відбувається ланцюгом автоматичної перемички, що містить вимикач. Крім цього вимикача у схемі містків є ще два вимикачі. Вони можуть бути встановлені або з боку силових трансформаторів або з боку ліній.

1.3.2 Вибір розподільного пристрою 35 та 6 кВ

В даних розподільних схемах використовуємо РП зі збірними шинами. Така схема складається із збірних шин, до яких підключаються різні приєднання. Збірними шинами називаються ділянки шин жорсткої або гнучкої конструкції, що мають малий електричний опір, призначені для підключення приєднань.

У схемах зі збірними шинами ланцюга основних приєднань встановлюються такі апарати. З боку збірної шини встановлюється роз'єднувач, який називають шинним, потім встановлюють вимикач, після вимикача – трансформатор струму, а за ним з боку приєднання ще один роз'єднувач, який називають лінійним або трансформаторним.

Серед безлічі РП зі збірними шинами можна виділити такі:

1. Схеми РП з однією робочою системою шин.
2. Схеми РП з однією робочою та обхідною системами шин.
3. Схеми РП з двома робочими та обхідними системами шин.

					<i>БР 3.8.141.335 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

2 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

2.1 Визначення розрахункових навантажень споживачів ПС

Головним етапом модернізації є визначення електричних навантажень. В табл. 2.1 приведені дані споживачів по фідерам на стороні 6 кВ та 35 кВ.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані навантажень споживачів ПС

Приєднання	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P , кВт
Сторона 6 кВ			
Фідер №01	0,71	0,99	1130
Фідер №02	0,71	0,99	250
Фідер №03	0,7	1,02	519
Фідер №04	0,86	0,59	229
Фідер №05	0,8	0,75	260
Фідер №06	0,8	0,75	260
Фідер №07	0,7	1,02	700
Фідер №08	0,71	0,99	813
Сторона 35 кВ			
Фідер №09	0,8	0,75	560
Фідер №10	0,8	0,75	560
Фідер №11	0,7	1,02	1200
Фідер №12	0,71	0,99	820
Фідер №13	0,8	0,75	700
Фідер №14	0,71	0,99	850

Першим етапом визначимо реактивне та повне навантаження за формулами (2.1) та (2.2) [2]:

					<i>БР 3.6.14.1.335 ПЗ</i>		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.		Хоружий			Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Дяговченко				12	72
Реценз.					<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
Н. Контр.		Никифоров					
Затверд.		Лебединський					
					<i>Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ</i>		

$$S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos \varphi} \quad (2.1)$$

$$Q_{ном} = P_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.2)$$

Проведемо розрахунок для першого фідера:

$$S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos \varphi} = \frac{1130}{0,71} = 1591 \text{ кВА}$$

$$Q_{ном} = P_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1130 \cdot 0,99 = 1118,7 \text{ кВАр}$$

Наступним етапом визначимо значення струмів за формулою (2.3) [3]:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.3)$$

Визначимо струм фідера №1:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1591}{\sqrt{3} \cdot 6} = 153 \text{ А}$$

В табл. 2.2 приведені значення розрахованих $S_{ном}$, $Q_{ном}$, $I_{ном}$ по всіх фідерах.

Таблиця 2.2 – Розраховані значення $S_{ном}$, $Q_{ном}$, $I_{ном}$

Приєднання	$Q_{ном}$, кВАр	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А
Фідер №01	1119	1592	6	153,2
Фідер №02	248	352	6	33,9
Фідер №03	529	741	6	71,3
Фідер №04	135	266	6	25,6
Фідер №05	195	325	6	31,3
Фідер №06	195	325	6	31,3
Фідер №07	714	1000	6	96,2
Фідер №08	805	1145	6	110,2
Фідер №09	420	700	35	11,5
Фідер №10	420	700	35	11,5

Приєднання	$Q_{ном}, кВАр$	$S_{ном}, кВА$	$U_{ном}, кВ$	$I_{ном}, А$
Фідер №11	1224	1714	35	28,3
Фідер №12	812	1155	35	19,1
Фідер №13	525	875	35	14,4
Фідер №14	842	1197	35	19,7

2.1.1 Графіки електричних навантажень

Графік електричного навантаження представляє собою графічне зображення залежності електроспоживання від часу. Графіки навантаження, зазвичай, будують у прямокутних координатах, де за віссю абсцис відкладають час, а за віссю ординат – потужність навантаження. Існують графіки електричних навантажень і в вигляді кругових часових діаграм радарного типу, в яких використовуються морфометричні методи, а сама фігура графіка утворює замкнутий багатокутник певної форми. При рівномірному споживанні фігурою графіка є коло [4].

Графіки в прямокутних координатах представляють собою плавні, ламані або ступінчасті лінії. Їх будують для певних періодів часу – доби, місяця, року. Форма таких графіків визначається типами електроприймачів, приєднаних до електричної мережі, та характеристиками їхніх режимів, зокрема часом роботи.

Для аналізу процесів споживання електричної енергії прийнято використовувати наступні показники добових графіків навантаження [4]:

- 1) максимальна потужність – найбільша протягом доби потужність споживачів електричної енергії.
- 2) мінімальна потужність – найменша протягом доби потужність споживачів електричної енергії.
- 3) середня потужність – фіктивна незмінна потужність з якою споживач працює протягом доби та споживає таку саму кількість енергії, що і за реальним графіком.

					<i>БР 3.8.141.335 ПЗ</i>	Арк.
						14
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В табл. 2.3 приведено добовий графік споживання на різних сторонах напруги.

Таблиця 2.3 – Графік споживання електричної енергії

№ год	Навантаження у % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
СН	40	50	60	90	100	100	80	95	95	120	150	110
НН	40	40	50	50	90	120	150	110	90	90	60	40

Виходячи з даних в табл. 2.3 та табл. 2.2 розраховуємо навантаження в МВА (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Графік споживання електричної енергії, МВА

№ год	Навантаження в МВА											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
СН	2,53	3,16	3,79	5,69	6,32	6,32	5,06	6,01	6,01	7,59	9,49	6,96
НН	2,29	2,29	2,87	2,87	5,16	6,88	8,6	6,3	5,16	5,16	3,44	2,29

Побудуємо графік навантаження рис. 2.1.

Наступним етапом знайдемо загальне навантаження за виразом (2.4):

$$S_{\text{заг.ном}} = S_{\text{СН}} + S_{\text{НН}} \quad (2.4)$$

Розрахуємо загальне навантаження за добовим графіком та занесемо до табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Загальний графік споживання електричної енергії, МВА

№ год	Навантаження в МВА											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
ВН	2,53	3,16	3,79	5,69	6,32	6,32	5,06	6,01	6,01	7,59	9,49	6,96

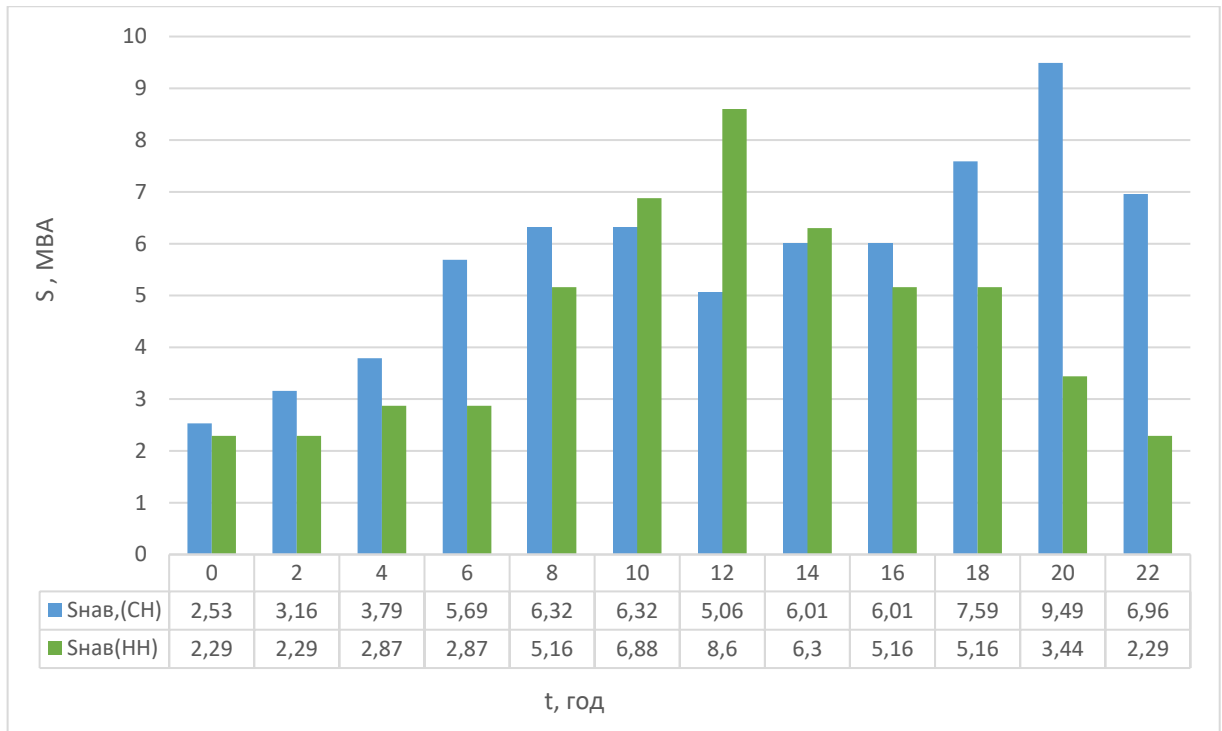


Рисунок 2.1 – Графік навантаження по сторони СН та НН

Побудуємо графік навантаження по сторони ВН за табл. 2.5, рис. 2.2.

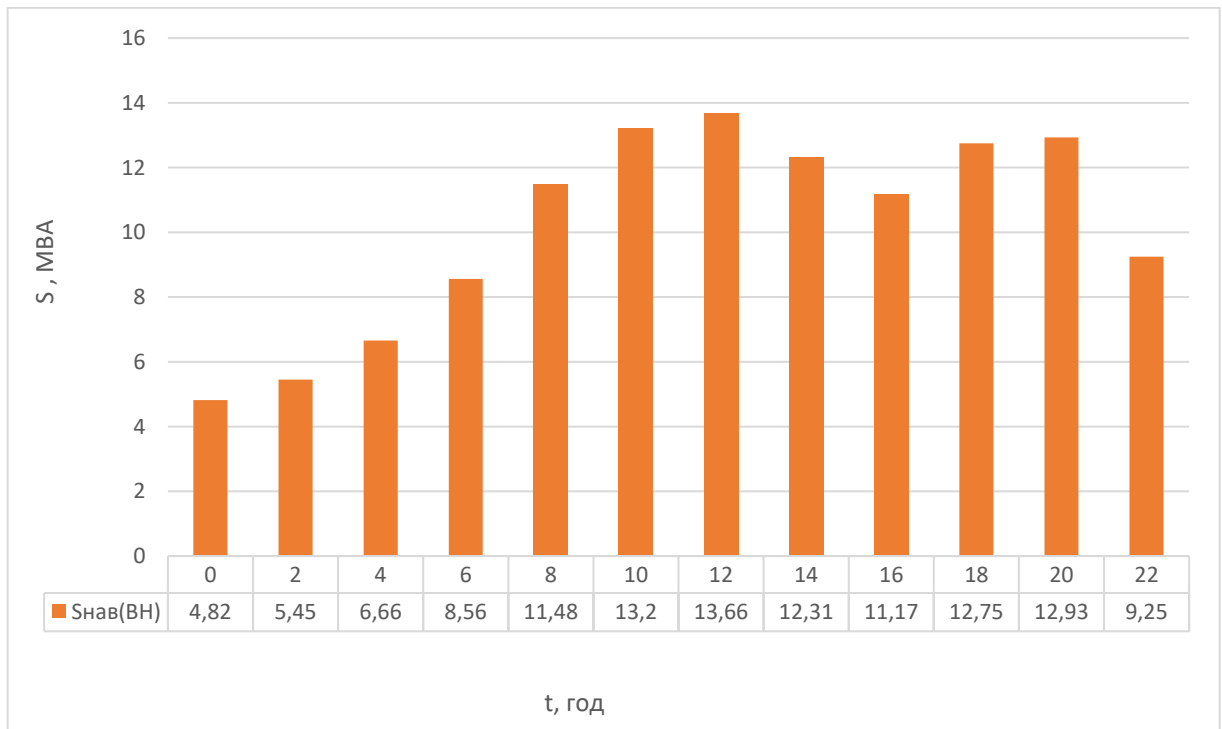


Рисунок 2.2 – Графік навантаження на сторони ВН

2.2 Вибір числа та потужності силових трансформаторів

Трансформатором називається статичний електромагнітний пристрій, призначений для перетворення електричної енергії змінного струму однієї напруги в іншу при незмінній частоті. Силовий трансформатор – трансформатор, призначений для перетворення електричної енергії в електричних мережах та в установках, які у свою чергу призначені для приймання та використання електричної енергії. До основних параметрів трансформатора відносяться: номінальна потужність, номінальна напруга, струм і напруга короткого замикання, струм холостого ходу, втрати холостого ходу та короткого замикання. Номінальною потужністю трансформатора називається вказане у заводському паспорті значення повної потужності, на яку безперервно може бути навантажений трансформатор за номінальних умов місця установки та охолоджувального середовища при номінальних частоті та напрузі [5].

Трансформатори виготовляють трифазними й однофазними, дво- і триобмотковими. Перевагу мають трифазні трансформатори. Групи з однофазних трансформаторів застосовують тільки при дуже великій потужності з метою зменшення трансформаторної маси. Трансформатори випускаються різної потужності. Найбільш поширена в Україні шкала потужності наведена в табл. 2.6 [5].

Таблиця 2.6 – Шкала номінальної потужності трансформаторів

10		16	25		40		63	
100		160	250		400		630	
1000		1600	2500		4000		6300	
10000		16000	25000	32000	40000		63000	80000
100000	125000	160000	250000	320000	400000	500000	630000	800000

Для забезпечення тривалої і надійної експлуатації трансформаторів необхідно забезпечити:

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ			Арк.
								17
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

- дотримання допустимих температурних і навантажувальних режимів, рівня напруги;
- дотримання характеристик ізоляції та трансформаторного масла в межах установлених норм;
- утримання у справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги, захисту масла тощо [5].

Згідно з ПУЕ, електропостачання електроприймачів I та II категорії рекомендують забезпечувати від двох незалежних взаєморезервованих джерел живлення, а переривання в їх електропостачанні, в разі порушення електропостачання від одного джерела живлення, прийнятне лише на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади [1], [6]. Це також відноситься і до трансформаторів, тому мінімальна кількість трансформаторів – 2. Перевірка трансформатора проводиться відповідно до [7], середня температура міста складає приблизно 9,6 °С, тому обираємо температуру 10 °С.

Знаходимо номінальну потужність навантаження на стороні 110 кВ.

$$S_{нав} = \sqrt{(\sum P_{нав6кВ} + \sum P_{нав35кВ})^2 + (\sum Q_{нав6кВ} + \sum Q_{нав35кВ})^2} = \sqrt{8851^2 + 8183^2} = 12054 \text{ (кВА)}$$

Знаходимо розрахункову потужність одного трансформатора:

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{12054}{1,4} = 8610 \text{ (кВА)}$$

Згідно табл. 2.6 обираємо два трансформатора з номінальною потужністю 10000 (кВА).

Побудуємо графік навантаження (рис. 2.3) в точці встановлення трансформатора на основі табл. 2.5.

Проведемо перевірку трансформатора в аварійному режимі при роботі одного трансформатора, так як в систематичному режимі при роботі двох

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформаторах перенавантаження немає. Побудуємо графік навантаження рис. 2.3.

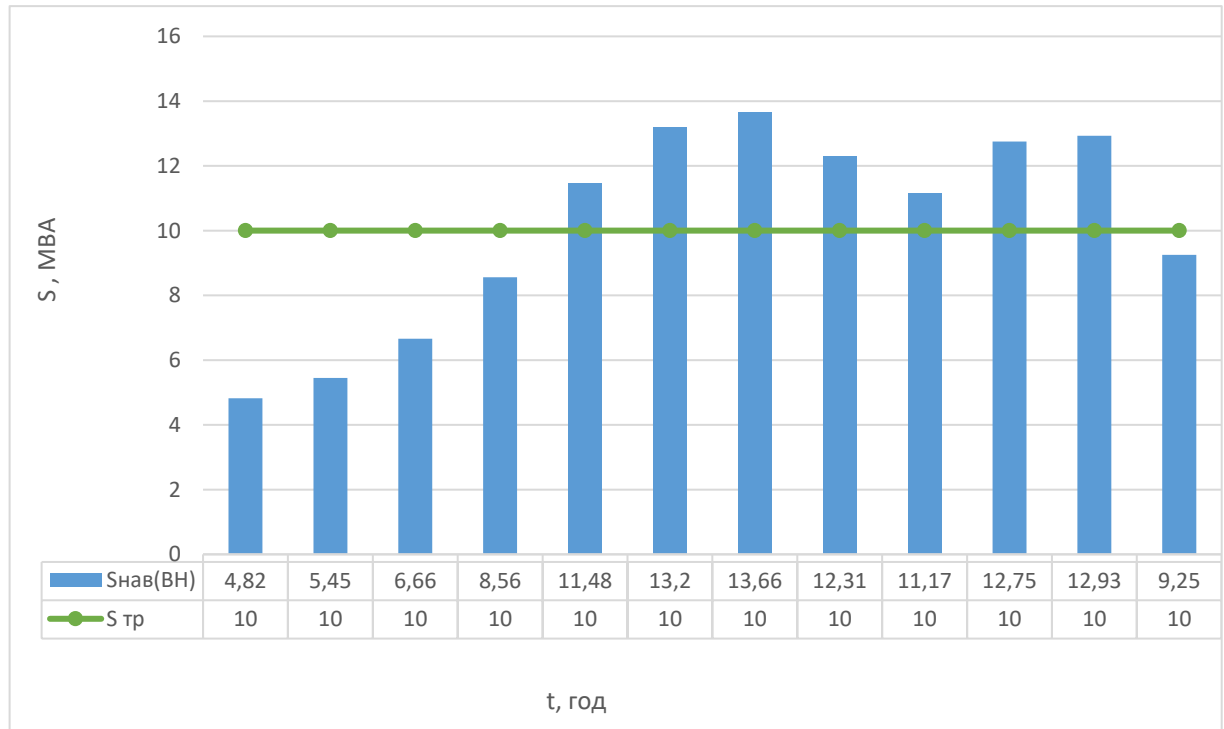


Рисунок 2.3 – Графік споживання електричної енергії в аварійному режимі

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою (2.5):

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (2.5)$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;

t_1, t_2, \dots, t_n , тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{4,8^2 \cdot 2 + 5,4^2 \cdot 2 + 6,7^2 \cdot 2 + 8,6^2 \cdot 2 + 9,3^2 \cdot 2}{10}} = 0,716$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора (2.6):

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (2.6)$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{11,2^2 \cdot 2 + 11,5^2 \cdot 2 + 12,3^2 \cdot 2 + 12,7^2 \cdot 2 + 12,9^2 \cdot 2 + 13,2^2 \cdot 2 + 13,7^2 \cdot 2}{14}} = 1,25$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{13,6}{10} = 1,36$$

Попереднє значення K_2' необхідно порівняти із значенням K_{MAX} ,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,36 = 1,23$$

Порівнюємо два числа та обираємо більше число. Остаточоно беремо $K_2 = 1,25$.

За [7] з урахуванням еквівалентної температури (+10 С) і часу перевантаження $t = 14$ годин, знаходимо нормоване значення використовуючи апроксимацію (табл. 2.7).

Таблиця 2.7 – Нормоване значення перевантаження трансформаторів

	0,8	0,9
12	1,4	1,4
24	1,4	1,4

$$K_{14ГОСТ} = 1,4$$

Як видно, $K_{14ГОСТ} = 1,4$ більше за реальне $K_2 = 1,25$, отже даний режим роботи допустимий для даного трансформатора. Як видно, даний трансфор-

матор задовольняє умові навантаження споживачів.

2.3 Вибір та обґрунтування контрольних точок розрахунку та виду струму короткого замикання

Коротким замиканням називається будь-яке, не передбачене нормальними умовами роботи, замикання між фазами, а в мережах із заземленою нейтраллю також замикання однієї або декількох фаз на землю (або на нульовий провід). Найпростішим видом короткого замикання (к.з.), із точки зору сприйняття процесу, є симетричне трифазне коротке замикання. При такому к.з. опір усіх трьох фаз до точки к.з. буде однаковим. До несиметричних к.з. можна віднести двофазне, двофазне на землю і однофазне к.з.. Останній вид к.з. може спостерігатися лише в мережах із заземленою нейтраллю. Розрахунок струмів к.з. виконують для вибору струмоведучих частин та електричних апаратів, для перевірки їх на термічну та електродинамічну стійкість, для проектування, налаштування та перевірки на чутливість релейного захисту, для вибору засобів обмеження струмів. Для визначення максимальних струмів к.з. в заданих точках мережі приймають ряд припущень [5]:

- 1) всі джерела живлення включені і працюють із номінальним навантаженням;
- 2) всі синхронні генератори електростанцій оснащені пристроями автоматичного регулювання збудження (АРЗ) і мають форсування збудження;
- 3) розрахункова напруга кожного ступеня мережі на 5% вища від номінальної;
- 4) насичення магнітних систем відсутнє;
- 5) для всіх елементів мережі враховується лише реактивний опір. Активний опір враховується лише тоді, коли його значення перевищує 33 % від індуктивного;
- 6) струмами намагнічування трансформаторів нехтують;

					<i>БР 3.8.141.335 ПЗ</i>	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 7) опір в місці к.з. приймається рівним нулю;
- 8) при к.з. поблизу електростанцій частота обертання генераторів залишається незмінною.

2.4 Складання розрахункової схеми та схеми заміщення

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ, 35 кВ та 6 кВ. Підстанція живлення за двома прохідними лініями: схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.4. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 1400 \text{ МВА}$.

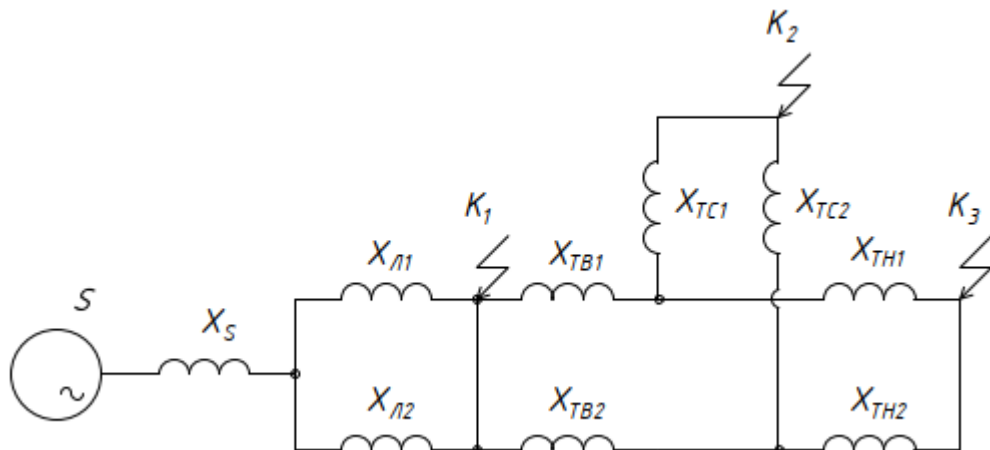


Рисунок 2.4 – Схема заміщення розрахунку струмів короткого замикання підстанції

Розрахунок основних опорів схеми заміщення

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{Л}^2}{S_c} = \frac{110^2}{1400} = 8,6 \text{ (Ом)}.$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{Л} = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{12 \cdot 17}{12 + 17} = 7,0 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 10 \text{ (МВА)}$;

Опір трансформатора $X_{ТВ} = 142 \text{ (Ом)}$; $X_{ТС} = 0 \text{ (Ом)}$; $X_{ТН} = 82 \text{ (Ом)}$;

Загальний опір в точках КЗ:

$$X_{К1} = X_C + X_{Л} = 8,6 + 7 = 15,7 \text{ (Ом)}$$

$$X_{К2} = X_C + X_{Л} + \frac{X_B + X_C}{2} = 8,6 + 7,0 + \frac{142 + 0}{2} = 86,7 \text{ (Ом)}$$

$$X_{К3} = X_C + X_{Л} + \frac{X_B + X_H}{2} = 8,6 + 7,0 + \frac{142 + 82}{2} = 127,7 \text{ (Ом)}$$

2.5 Розрахунок струмів короткого замикання в точках системи електропостачання, що розглядаються

Розрахунок періодичної складової СКЗ

$$I_{К1} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{К1}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 15,68} = 4,05 \text{ (кА)}$$

$$I_{К2} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{К2}} \cdot \frac{U_B}{U_C} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 86,7} \cdot \frac{110}{35} = 2,30 \text{ (кА)}$$

$$I_{К3} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{К3}} \cdot \frac{U_B}{U_H} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 127,7} \cdot \frac{110}{6} = 9,11 \text{ (кА)}$$

Розрахунок ударного струму

$$I_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{К1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,05 = 9,22 \text{ (кА)}$$

$$I_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{К2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 2,30 = 5,25 \text{ (кА)}$$

$$I_{y3} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{К3} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 9,11 = 20,75 \text{ (кА)}$$

Розрахунок аперіодичної складової СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

						Арк.
						23
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 4,05 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,520 \quad (\text{кА})$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot 2,30 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,296 \quad (\text{кА})$$

$$i_{a3} = \sqrt{2} \cdot 20,75 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 1,169 \quad (\text{кА})$$

Розрахунок інтеграла Джоуля

$$B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 4,05^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,394 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

$$B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 2,30^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,296 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

$$B_{K3} = I_{K3}^2 (t + T_a) = 9,11^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 7,06 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

Результати розрахунків приведені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – результати розрахунків струмів КЗ

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ (K_1)	4,05	9,22	4,05	0,52	1,39
Шини 35 кВ (K_2)	2,30	5,25	2,30	0,30	0,45
Шини 6 кВ (K_3)	9,11	20,75	9,11	1,17	7,06

3 ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Вибір та перевірка електрообладнання підстанції

3.1.1 Вибір струмопровідних частин РП 110 кВ

В якості струмопроводів в РП 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелегалюмінієвими проводами марки АС.

1) Вибір перерізів з економічної густини струму ведеться для нормального робочого режиму максимальних навантажень розглянутої електричної мережі, для якого й визначається розрахунковий струм $I_{нб}$. Далі, виходячи з передбачуваного конструктивного виконання лінії, марки проводу або кабелю і часу використання максимальних навантажень, вибирають значення економічної густини струму j_e за формулою (3.1) [3]:

$$F_E = \frac{I_{нб}}{j_e} \quad (3.1)$$

де j_e – економічна щільність струму $[j_e] = \frac{A}{\text{мм}^2}$;

$j_e = 1,0$ – для неізолюваних мідних проводів (при $T_{нб} = 5100 \text{ год}$ – час використання найбільшого навантаження).

$$I_{нб} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73 \text{ А}$$

$$F_e = \frac{73}{1,0} = 73 \text{ мм}^2$$

Обираємо провід АС – 70/11, найближчий до розрахованого.

					БР 3.6.14.1.335 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата				
Розроб.		Хоружий			Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ	Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Дяговченко					25	72
Реценз.						СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.		Никифоров						
Затверд.		Лебединський						

2) Надійність роботи електричних мереж залежить від температури нагрівання проводів. Тому у всіх без винятку електричних мережах проводи повинні вибиратися або перевірятися за умовами допустимого нагрівання (у випадку, якщо вони обрані за інших умов). Провідник підходить за допустимим нагріванням, якщо дотримується умова [8]:

$$I_{\text{макс}} = 73 \text{ A}$$

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ A}$$

3) Вибраний переріз гнучких шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ.

$$q_{\text{мін}} \leq F_e$$

$$q_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{1,39}}{0,091} = 12,9 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}^{-1/2}}{\text{мм}^2}$

Умова виконується $12,9 \text{ мм}^2 \leq 73 \text{ мм}^2$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{\text{КЗ}} > 20 \text{ кА}$, а за нашими розрахунками $I_{\text{КЗ}} = 9,22 \text{ кА}$ – отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруги 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 70 мм^2 , тому провід АС–70/11 задовольняє умові.

3.1.2 Вибір струмопровідних частин РП 35 кВ

1 За формулою (3.1) розраховуємо економічний перетин провідника:

$$I_{\text{нб}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{нав-35кВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 146 \text{ A}$$

$$F_e = \frac{146}{1,2} = 121 \text{ мм}^2$$

Обираємо провід АС – 120/19, найближчий до розрахованого.

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

2) Проводимо перевірку на нагрів:

$$I_{\text{макс}} = 146 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$$

Умова виконується.

3) Вибраний переріз гнучких шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ.

$$q_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{0,45}}{0,091} = 7,37 \text{ мм}^2$$

Умова виконується $7,37 \text{ мм}^2 \leq 121 \text{ мм}^2$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{\text{кз}} > 20 \text{ кА}$, а за нашими розрахунками $I_{\text{кз}} = 5,25 \text{ кА}$ – отже умова не виконується.

5) Перевірку на умову коронування для напруги 35кВ не виконуємо.

3.1.3 Вибір струмопровідних частин РП 6 кВ

1) В РП 6 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$I_{\text{нб}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$I_{\text{нб}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{пр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1347 \text{ А}$$

По $I_{\text{нб}}$ вибираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу $1 \times 75 \times 35 \times 5,5 \text{ мм}$, переріз (695 мм^2), для цих шин $I_{\text{доп}} = 2670 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot k_{\text{п}} = 2670 \cdot 1,05 = 2803 \text{ А}$$

$$1347 \leq 2803$$

					<i>БР 3.8.141.335 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

Нерівність виконується.

2) Перевірка на термічну стійкість при КЗ:

$$q \geq q_{min}$$
$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{7,06}}{91 \cdot 10^{-3}} = 29,0 \text{ мм}^2$$
$$1 \times 6,95 \leq 29,2$$

Нерівність виконується.

3) Вибрані шини, у загальному випадку, необхідно перевірити також на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для мідних шин визначається за формулою:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J_{y_0-y_0}}{q}},$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 0,8$ м;

$J_{y_0-y_0}$ – момент інерції шини коробчастого перерізу щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см^4 ;

q – поперечний переріз шини, см^2 .

$$f_0 = \frac{173,2}{0,8^2} \sqrt{\frac{7,6}{6,95}} = 283 \text{ Гц}$$

Оскільки $f_0 > 200$ Гц, то резонанс виключений.

4) Перевірка шини на міцність

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз визначається за формулою,

МПа:

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

$$\sigma_p = K_p \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-2},$$

де K_p – коефіцієнт, який враховує розташування шин ;

i_y – ударний струм КЗ, кА;

a – відстань між фазами, м;

W – момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до дії зусилля, см³.

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{71,6^2 \cdot 0,8^2}{3,17 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 22,4 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

$$f_\Pi = 0,05 \frac{i_y^2}{h},$$

де h – висота шин, м.

$$f_\Pi = 0,05 \frac{71,6^2}{0,075} = 22,4 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили f_Π , МПа:

$$\sigma_\Pi = \frac{f_\Pi \cdot l^2}{12 \cdot W_\Pi}$$

де $W_\Pi = W_{y-y}$

$$\sigma_\Pi = \frac{3418 \cdot 0,8^2}{12 \cdot 3,17} = 57,5 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_\phi + \sigma_\Pi \leq \sigma_{\text{доп}}$$

$$72,9 \text{ МПа} \leq 82,3 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано вірно.

					БР 3.8.141.335 ПЗ	Арк.
						29
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2 Вибір та перевірка високовольтних вимикачів та роз'єднувачів

Вибір вимикачів здійснюють за такими параметрами [5]:

- 1) Номінальною напругою

$$U_{м.ном} \leq U_{ном}$$

- 2) Розрахунковим тривалим струмом кола, в яке вмикається трансформатор струму

$$I_{роз.} \leq I_{1ном.}$$

Розрахунковий струм $I_{роз.}$ вибирають з найбільш несприятливого експлуатаційного режиму. Наприклад, при наявності двох паралельних ліній $I_{роз.}$ визначають за умови відключення однієї з них, тобто $I_{роз.} = 2I_{роб.}$ ($I_{роб.}$ – тривалий робочий струм однієї лінії).

Перевірка вимикачів здійснюється за:

- 1) Динамічною стійкістю струмам КЗ;
- 2) Початковим періодичним струмом КЗ;
- 3) Ударним струмом КЗ:

$$I_{уд} \leq I_{гр.наскр}$$

де $I_{гр.наскр}$ – номінальний струм електродинамічної стійкості вимикача (амплітудне значення граничного допустимого наскрізного струму).

- 4) Здатністю вимикати: Симетричною (періодичною) складовою струму КЗ, що відповідає розрахунковому часу τ відключення короткого замикання:

$$I_{нт} \leq I_{вим.ном}$$

- 5) Номінальною аперіодичною складовою струму вимикання,

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2}\beta_{ном} I_{вим.ном}$$

					БР 3.8.141.335 ПЗ	Арк.
						30
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $i_{a.ном}$ – номінальний аперіодичний струм вимикання вимикача,
 $\beta_{ном}$ – номінальна відносна величина аперіодичної складової струму
вимикання для часу τ .

б) Термічною стійкістю:

Термічна стійкість вимикача визначається умовою

$$B_K \leq I_{т.ном}^2 \cdot t_m$$

де $I_{т.ном}$ – номінальний струм термічної стійкості, який вимикач може витримати без пошкодження протягом граничного часу термічної стійкості t_m

B_K – інтеграл Джоуля струму короткого замикання.

Крім вищевказаних критеріїв вимикач необхідно вибрати за виконанням (для зовнішньої або внутрішньої установки).

3.2.1 Розрахунок номінальних струмів підстанції

Максимальний струм на високій стороні:

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,8 \text{ A}$$

Струм у колі на стороні 35 кВ (СН):

$$I_{\max}^{CH} = \frac{1,4 \cdot S_{носCH}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 146 \text{ A}$$

Струм у колі секційного вимикача на СН

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{0,7 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 73 \text{ A}$$

Струм у колі лінії, що відходить СН та НН приведені в табл. 3.1

					<i>БР 3.8.14.1.335 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

$$I_{\max}^{ВЛ} = \frac{S_{\text{номФідера}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

Струм у колі на стороні 6 кВ (НН):

$$I_{\max НН} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{номНН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot 5,7}{\sqrt{3} \cdot 6} = 771,9 \text{ A}$$

Струм у колі секційного вимикача на НН

$$I_{\max НН}^{СВ} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{0,7 \cdot 5,7}{\sqrt{3} \cdot 6} = 385,9 \text{ A}$$

Таблиця 3.1 – Струми відхідних ліній

Приєднання	$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$
Фідер №01	1592	6	153,2
Фідер №02	352	6	33,9
Фідер №03	741	6	71,3
Фідер №04	266	6	25,6
Фідер №05	325	6	31,3
Фідер №06	325	6	31,3
Фідер №07	1000	6	96,2
Фідер №08	1145	6	110,2
Фідер №09	700	35	11,5
Фідер №10	700	35	11,5
Фідер №11	1714	35	28,3
Фідер №12	1155	35	19,1
Фідер №13	875	35	14,4
Фідер №14	1197	35	19,7

3.2.2 Вибір вимикачів на стороні 110 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	73,5 А	2500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,05 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	9,22 кА	81 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	4,05 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,52 кА	7,245 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,39 кА ² с	7500 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-110-31,5/81-2500 [9]. Кількість вимикачів згідно схеми – 3 шт.

3.2.3 Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 3.3. Ввідний вимикач розташований ззовні, тому обираємо вимикач типу ВР35НСМ [10]. Вимикач вакуумний зовнішньої установки серії ВР35НСМ з кремнійорганічною і повітряною ізоляцією в полюсах (без трансформаторного масла) і пружинним приводом призначений для комутації електричних високовольтних кіл при нормальних і аварійних режимах мереж трифазного змінного струму з ізольованою або частково заземленою нейтраллю з номінальною напругою 35 кВ частотою 50 (60) Гц.

Застосовується в якості комплектуючого для відкритих розподільних пристроїв 35 кВ комплектних трансформаторних підстанцій КТПБР-220/35/10(6), КТПБР-150/35/10(6), КТПБР-110/35/10(6), КТПБР-М-35/10(6) і блоків комплектних розподільних пристроїв тягових підстанцій залізниць, а також для розширення існуючих підстанцій і заміни застарілих повітряних і масляних вимикачів на них.

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
						33
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.3 – Вибір вимикача на боці 35 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	35 кВ	35 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	146,1 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	2,3 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	5,25 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	2,3 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,3 кА	8 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,45 кА ² с	1200 кА ² с

Секційний та вимикачі відхідні знаходяться всередині приміщення, тому обираємо вимикач типу ВР35. Вимикач вакуумний внутрішньої установки серії ВР35 з електромагнітним приводом призначений для комутації електричних високовольтних кіл при нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частотою 50 (60) Гц з номінальною напругою 35 кВ для систем з ізолюваною або частково заземленою нейтраллю. Вимикач серії ВР35 висувного виконання використовується для установки в шафи комплектних розподільних пристроїв, а саме в шафи КРП серії КУ- 35, в складі яких є основою для побудови закритих розподільних пристроїв 35 кВ трансформаторних підстанцій. В стаціонарному виконанні можливе використання в КРП інших серій [11]. В табл. 3.4 приведено вибір вимикачів.

3.2.4 Вибір вимикачів на стороні 6 кВ

На стороні 6 кВ обираємо вимикач типу ВРС-6 (табл. 3.5) [12]. Вакуумний вимикач типу ВРС-6 призначений для комутації електричних кіл при нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частоти 50 (60) Гц з номінальною напругою 6 кВ для систем з ізолюваною або частково заземленою нейтраллю. Вимикачі мають електромагнітний привод і призначені для установки в шафах КРП внутрішньої установки, у тому числі

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
						34
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

і для пристроїв власних потреб теплових і атомних електростанцій. Вимикач типу ВРС-6 призначений для роботи в шафах комплектних розподільних пристроїв внутрішньої установки серії КУ-6С [12].

Таблиця 3.4 – Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

Умова вибору	$U_C \leq U_H$, кВ	$I_{роз} \leq I_{ном}$, А	$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$, кА	$I_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	$I_{пт} \leq I_{ОткНом}$, кА	$I_{ат} \leq I_{аном}$, кА	$B_K \leq I_{Тг}^2 t_r$, кА ² с
Каталожні значення ВР35	35	630	20	52	20	8	1200
Секційний	35	73,0	2,30	5,25	2,3	0,30	0,45
Фідер №09	35	11,5	2,30	5,25	2,3	0,30	0,45
Фідер №10	35	11,5	2,30	5,25	2,3	0,30	0,45
Фідер №11	35	28,3	2,30	5,25	2,3	0,30	0,45
Фідер №12	35	19,1	2,30	5,25	2,3	0,30	0,45
Фідер №13	35	14,4	2,30	5,25	2,3	0,30	0,45
Фідер №14	35	19,7	2,30	5,25	2,3	0,30	0,45

Як видно, даний вимикач задовольняє умові. Кількість вимикачів необхідні для установки – 2 ввідних, 1 – секційний, 6 – відхідних.

Кількість вимикачів даного типу:

- 1) 2 шт. ввідний номінальним струмом 1250 А.
- 2) 1 шт. секційний струмом 630 А.
- 3) 8 шт. відхідний струмом 630 А.

Таблиця 3.5 – Вибір вимикача ВРС-6 на стороні 6 кВ

Умова вибору	$U_C \leq U_H$, кВ	$I_{роз} \leq I_{ном}$, А	$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$, кА	$I_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	$I_{нт} \leq I_{ОмкНом}$, кА	$I_{ат} \leq I_{а ном}$, кА	$B_K \leq I_T^2 t_r, кА^2 с$
Каталожні значення	6	630 1250	31,5	80	31,5	12,6	2976
Ввідний	6	772	9,11	20,75	9,11	1,17	7,06
Секційний	6	386	9,11	20,75	9,11	1,17	7,06
Фідер №01	6	153,2	9,11	20,75	9,11	1,17	7,06
Фідер №02	6	33,9	9,11	20,75	9,11	1,17	7,06
Фідер №03	6	71,3	9,11	20,75	9,11	1,17	7,06
Фідер №04	6	25,6	9,11	20,75	9,11	1,17	7,06
Фідер №05	6	31,3	9,11	20,75	9,11	1,17	7,06
Фідер №06	6	31,3	9,11	20,75	9,11	1,17	7,06
Фідер №07	6	96,2	9,11	20,75	9,11	1,17	7,06
Фідер №08	6	110,2	9,11	20,75	9,11	1,17	7,06

3.2.5 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі призначені для вмикання і вимикання знеструмлених ділянок електричних кіл, що знаходяться під напругою, а також для заземлення вимкнених ділянок за допомогою заземлювачів. Роз'єднувачі також використовуються для вимкнення струмів холостого ходу трансформаторів і зарядних струмів повітряних кабельних ліній.

Переваги сучасних роз'єднувачів [13]:

- всі контакти струмопровідного контуру покриті гальванічним оловом і сріблом, у роз'ємних контактах застосовується пластичне срібло з механічним ресурсом 10 000 циклів;
- роз'єднувачі працездатні при ожеледиці 30 мм;
- роз'єднувачі працездатні при швидкості вітру 40 м/с при відсут-

ності ожеледиці, не більше 15 м/с при ожеледиці 20 мм;

- контактний вивід виконаний симетрично щодо осі ізолятора, що дозволяє під'єднання як гнучкого так і жорсткого шинування без перехідних елементів;

- заземлювачі виконані з надійною фіксацією в увімкненому положенні від сил відкидання при струмах к.з.;

- мінімальні зусилля при оперуванні за рахунок використання в усіх вузлах тертя підшипникових вузлів, що не обслуговуються, вузлів з закритими шарикопідшипниками і шарнірних з'єднань, що не потребують мастила впродовж усього строку служби;

- всі частини роз'єднувачів мають стійкі антикорозійні покриття гарячим цинком;

- приєднувальні розміри роз'єднувачів серії РДЗ співпадають із замінюваною серією РГ;

- можливість поставки роз'єднувача на несучій металоконструкції;

- в комплект поставки входять кронштейни для установки приводів.

В даному проекті обираємо роз'єднувачі серії РД(З) зовнішнього встановлення (рис. 3.1) призначені для увімкнення та вимикання знеструмлених ділянок електричних кіл в мережах змінного струму частотою 50 Гц і напругою 35, 110 кВ, а також для заземлення вимкнених ділянок за допомогою заземлювачів (при їх наявності). Ці роз'єднувачі також використовують для вимикання струмів холостого ходу трансформаторів та зарядних струмів повітряних і кабельних ліній. Комплектуються порцеляновими або полімерними опорними ізоляторами. Виготовляються в трьохполюсному виконанні з двома заземлювачами, з одним заземлювачем або без заземлювачів. Поставляються з ручними і (або) електродвигунними приводами. Для роз'єднувачів серії РД(З) 35 кВ можливі виконання з однією рухомою поворотною колонкою, або двома поворотними колонками [13].

					<i>БР 3.8.141.335 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37



Рисунок 3.1 – Роз’єднувач типу РД(3)

3.3 Вибір та перевірка ТВП

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 3.6.

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{141^2 + 3,2^2} = 141 \text{ кВА}$$

Обираємо два трансформатори власних потреб ТМ- 160/10 , потужністю по 160 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $141/160 = 0,88$, що допустимо.

					БР 3.8.141.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Таблиця 3.6 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Вьо-го	cos φ	tg φ	Навантаження	
	оди-ниці, кВт*к-сть	Кі-лькіс-ть				P, кВт	Q, кВ Ар
Охолодження ТРДНС-40000/330/35/10	2	2	4	0,78	0,8	4	3,2
Підігрів вимикачів ВН	4,6	3	13,8	1	0	13,8	0
Підігрів вимикачів СН	2,8	9	25,2	1	0	25,2	0
Підігрів комірок НН	1	14	14	1	0	14	0
Опалення та освітлення ОПК	60	1	60	1	0	60	0
Освітлення та вентиляція ЗРУ	7	1	7	1	0	7	0
Освітлення та опалення ком-пресорної	15	1	15	1	0	15	0
Освітлення РП	2	1	2	1	0	2	0
Всього						141	3,2

3.4 Вибір та перевірка ТС

3.4.1 Маркування трансформаторів струму

Маркування трансформаторів струму складається з літер та цифр. Літери означають: Т – трансформатор струму; П – прохідний; В – вбудований; Л (МА) – з литою ізоляцією; О – одновитковий; О – опорний (для елегазових трансформаторів); Ш – шинний; К – котушковий; З – для захисту від замикань на землю; Ф – у порцеляновому корпусі; ФЗ – у порцеляновому корпусі з первинною обмоткою кільцевого (ланкового) типу; Н – зовнішньої установки; Р – з осердям для релейного захисту; Д – з осердям для диференційного

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

захисту; У – посилений ; ВТ – вбудований в силовий трансформатор; Г – електричний; S – зі зменшеною похибкою у вимірюванні; Б – бакової конструкції; М – модернізований (або малогабаритний для трансформаторів струму напругою 6; 10 кВ), для трансформаторів струму напругою 35 кВ та вище — масляний: Цифри означають: Перша група цифр – номінальну напругу, кВ; друга (через дріб) – первинний номінальний та вторинний номінальні струми А; третя (через дріб) – класи точності вторинних обмоток. Друга та третя група можуть мінятися місцями [5].

3.4.2 Умова вибору трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираються за місцем установки (внутрішня чи зовнішня), а також за:

- 1) Номінальною напругою:

$$U_{м.ном} \leq U_{ном}$$

- 2) Розрахунковим тривалим струмом кола, в яке вмикається трансформатор струму:

$$I_{роз.} \leq I_{ном.},$$

де $I_{ном.}$ – номінальний струм первинного кола трансформатора струму. Його величина вибирається найближчою більшою до значення $I_{роз.}$, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок.

Перевірка трансформаторів струму виконується за [5]:

- 1) Ударним струмом КЗ;
- 2) Інтегралом Джоуля.

3.4.3 Вибір ТС на стороні 110 кВ

При виборі трансформаторів струму необхідно враховувати кількість та тип вимірювальних приладів. В табл. 3.7 приведені такі прилади.

					<i>БР 3.8.14.1.335 ПЗ</i>	Арк.
						40
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.7 – Вимірювальні прилади

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Сторона 110 кВ					
Амперметр	Tense SF-96	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної та реактивної енергії	Nik-2307	0,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження			4	0,5	4

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 110-У1. В табл. 3.8 приведено номінальні параметри трансформатора.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}$$

Таблиця 3.8 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_n$, кВ	110	110
$I_{\text{роз}} \leq I_{\text{ном}}$, А	73,5	100
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	9,22	25
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	1,39	288

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_K,$$

де $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір приладів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 85 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом}\cdot\text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{85}{2,5} = 0,595 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0,16 + 0,1 + 0,595 = 0,855 \text{ Ом},$$

що менше ніж $0,94 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

3.4.4 Вибір ТС на стороні 35 кВ

В табл. 3.9 приведені прилади на стороні 35 кВ

					<i>БР 3.8.14.1.335 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Таблиця 3.9 – Вимірювальні прилади

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Сторона 35 кВ					
Амперметр	Tense SF-96	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної та реактивної енергії	Nik-2307	0,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження			4	0,5	4

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 35-У1. В табл. 3.10 приведено номінальні параметри трансформатора.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{К}},$$

де $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ – опір приладів, Ом;

$Z_{\text{К}}$ – опір приладів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 60 \text{ м}$

					БР 3.8.141.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Таблиця 3.10 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на стороні 35 кВ

Умова вибору	$U_c \leq U_H$, кВ	$I_{роз} \leq I_{ном}$, А	$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, $кА i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	B_K $\leq I_T^2 t_r$, кА ² с
Ввідний				
Розрахункові дані	35	146	5,25	0,45
ТФЗМ 35-У1	35	150	107	288
Секційний				
Розрахункові дані	35	73	5,25	0,45
ТФЗМ 35-У1	35	100	107	288
Відхідні				
Розрахункові дані	35	11,5; 28,3; 19,1; 14,4; 19,7	5,25	0,45
ТФЗМ 35-У1	35	15; 20; 30	107	288

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм²,

$$Z_{пр} = 0,0175 \frac{60}{2,5} = 0,42 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{пр} = 0,16 + 0,1 + 0,42 = 0,68 \text{ Ом},$$

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

що менше ніж 0,94 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

3.4.5 Вибір ТС на стороні 6 кВ

В табл. 3.11 приведені прилади на стороні 6 кВ

Таблиця 3.11 – Вимірювальні прилади

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Сторона 6 кВ					
Амперметр	Tense SF-96	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної та реактивної енергії	Nik-2307	0,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження			4	0,5	4

Обираємо трансформатор струму ТВЛМ6-У3 та ТЛМ10-У3. В табл. 3.12 приведено номінальні параметри трансформатора.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_K,$$

де $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір приладів, Ом.

					<i>БР 3.8.14.1.335 ПЗ</i>	Арк.
						45
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.12 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на стороні 6 кВ

Умова вибору	$U_c \leq U_H$, кВ	$I_{роз} \leq I_{ном}$, А	$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, $кА i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	B_K $\leq I_T^2 t_r$, кА ² с
Ввідний				
Розрахункові дані	6	772	20,75	9,11
ТЛМ10-УЗ	10	1000	100	26
Секційний				
Розрахункові дані	6	386	20,75	9,11
ТВЛМ6-УЗ	6	400	52	13,8
Відхідні				
Розрахункові дані	6	153; 33; 71; 25; 31; 96; 110	20,75	9,11
ТВЛМ6-УЗ	6	30; 40; 75; 100; 150; 200	52	13,8

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 6 \text{ м}$

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом}\cdot\text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{6}{2,5} = 0,042 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,16 + 0,1 + 0,042 = 0,302 \text{ Ом},$$

що менше ніж 0,94 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

3.5 Вибір та перевірка ТН

Вимірювальним ТН називають трансформатор, призначений для перетворення первинної напруги мережі до значення, зручного для вимірювання, а також для електричного розділення первинних і вторинних кіл. Застосування ТН забезпечує безпеку людей, що працюють з вимірювальними приладами і реле. Первинна і вторинна напруги ТН відрізняються на величину коефіцієнта трансформації.

На відміну від силових трансформаторів номінальний коефіцієнт трансформації трансформаторів напруги дещо відрізняються від відношення числа витків $n = w_1/w_2$ [5].

Номінальні первинні напруги ТН стандартизовані відповідно до шкали номінальної лінійної напруги. Виключення складають однофазні ТН, призначені для вмикання в зірку із заземленою нейтраллю, первинної обмотки. Для цих ТН прийняті як номінальні первинні фазні напруги мереж $35000/\sqrt{3}$; $10000/\sqrt{3}$ і т.п .

Трансформатори напруги класифікуються за [5]:

- кількістю ступенів – одноступеневі, каскадні;
- кількістю обмоток – дво- та триобмоткові;

					<i>БР 3.8.141.335 ПЗ</i>	Арк.
						47
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- кількістю фаз – одно та трифазні;
- способами охолодження – сухі та масляні;
- родом установки – внутрішньої та зовнішньої.

3.5.1 Трансформатор напруги на боці ВН

Для вибору трансформатора напруги необхідно визначити потужність його вторинної обмотки. Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку ВН і занесемо їх до табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку ВН

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Ваттметр	ПЛ - 110 кВ	Д350	1,5	2	1	0	2	6	0
Варметр		Д345	2	2	1	0	2	8	0
Фіксатор імпульсної дії		ФІП	3	1	1	0	2	6	0
Всього								20	0

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{нав} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{20^2 + 0^2} = 20 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-110-58.

Обраний трансформатор має достатню потужність $S_{ВН} > S_{нав}$, щоб працювати в своєму класі точності (0,5) для підключення вимірювальних приладів.

3.5.2 Трансформатор напруги на боці СН

Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку СН табл. 3.14.

Таблиця 3.14 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку СН

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Вольтметр	Збірні шини	Э - 335	2	1	1	0	2	4	0
Вольтметр (регистр.)		Н - 394	10	1	1	0	2	20	0
Лічильник активної енергії	Лінії 35 кВ	Nik-2307	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Лічильник реактивної енергії			3	2	0,38	0,925	12	72	175
Всього								168	350

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{нав} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{168^2 + 350^2} = 388 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу ЗНОЛ-35.

3.5.3 Трансформатор напруги на боці НН

Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку НН табл. 3.15.

Таблиця 3.15 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку НН

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Вольтметр	Збірні шини	Э - 335	2	1	1	0	2	4	0
Вольтметр		Н - 394	10	1	1	0	2	20	0
Лічильник активної енергії	Лінії 6 кВ	Nik-2307	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Лічильник реактивної енергії			3	2	0,38	0,925	12	72	175
Всього								168	350

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

									Арк.
									49
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.8.14.1.335 ПЗ				

$$S_{нав} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{168^2 + 350^2} = 388 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НОЛ–08 (табл. 3.16). Так як потужність трансформатора не достатня, щоб працювати в класі точності 0,5. Можна встановити на кожну секцію шин по два вимірювальні трансформатор напруги, що з'єднані в неповний трикутник.

Таблиця 3.16 – Технічні дані трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-110-58	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000
ЗНОЛ-35	35/√3	100/√3	100:3		150	300	600	1000
НОЛ–08	6	100	-	30	50	75	200	400

3.6 Вибір ізоляторів та ОПН

3.6.1 Вибір опорних ізоляторів

Умови вибору та перевірки опорних ізоляторів [14]:



Рисунок 3.2 – Опорний ізолятор типу ІО-6/3,75

За номінальною напругою: $U_{уст} \leq U_{ном}$

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

За допустим навантаженням: $F_{розр} \leq F_{доп}$

Розрахункова сила, що діє на ізолятор:

$$F_{роз} = f_{\phi} \cdot l \cdot k_h = 3,418 \cdot 0,8 \cdot 1,23 = 3,37$$

де k_h - поправковий коефіцієнт на висоту шини.

$$k_h = \frac{H_F}{H_{із}} = \frac{228}{185} = 1,23$$

Для коробчастих шин: $H_F = H_{із} + c + \frac{H}{2} = 185 + 5,5 + \frac{75}{2} = 228 \text{ мм}$

Допустиме навантаження на головку ізолятора:

$$F_{доп} = 0,6F_{руїн} = 0,6 \cdot 7,35 = 4,41; 3,37 \leq 4,41$$

Визначення ізоляторів приведені в табл. 3.17

Таблиця 3.17 – Розрахунок опорних ізоляторів 6 кВ

	$U_{ном}$, кВ	$F_{доп}$	$F_{руї}$	$H_{із}$, мм	H_F , мм
ОФ-6-750кр.УЗ	6	4,41	7,35	185	
Розрахункові значення	6	3,37			228

3.6.2 Вибір прохідних ізоляторів

Умови вибору та перевірки прохідних ізоляторів:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; 6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

За номінальним струмом:

$$I_{макс} \leq I_{ном}; 772 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$$

За допустимим навантаженням:

$$F_{розр} \leq F_{доп}$$

$$0,5 \cdot 3,418 \cdot 0,8 = 1,37 \leq 7,35$$

Розрахункова сила:

$$F_{розр} \leq 0,5 \cdot f_{\phi} \cdot l$$

Обираємо ізолятор типу П-10/1000-750 [14].

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

4.1 Аналіз та вибір диференційних засобів захисту трансформатора

Необхідно виконати розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю (табл. 4.1), а також від багатозаземлених замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю. Опір системи $X_c = 8,6 \text{ Ом}$.

Таблиця 4.1 – Технічні параметри трансформатора

Тип	S _{ном} , МВ·А	U _{ном} , кВ			U _к , %		
		ВН	СН	НН	ВС	ВН	СН
ТДТН – 10000/110/35/6	10	115	38,5	6,6	10,5	17	6

4.1.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

Складемо схему релейного захисту та схему заміщення рис. 4.1. Для складання обчислимо опори трансформатора:

$$\Delta U_{\kappa B} = 0,5(U_{\kappa B-H} + U_{\kappa B-C} - U_{\kappa C-H}) = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%$$

$$\Delta U_{\kappa C} = 0,5(-U_{\kappa B-H} + U_{\kappa B-C} + U_{\kappa C-H}) = 0,5(10,5 - 17 + 6) = 0\%$$

$$\Delta U_{\kappa H} = 0,5(U_{\kappa B-H} - U_{\kappa B-C} + U_{\kappa C-H}) = 0,5(-10,5 + 17 + 6) = 6,25 \%$$

$$X_{B.tr} = \frac{10,75 \cdot (115)^2}{100 \cdot 10} = 142,2 \text{ Ом}$$

$$X_{H.tr} = \frac{6,25 \cdot (115)^2}{100 \cdot 10} = 82,7 \text{ Ом}$$

$$X_{C.tr} = \frac{0 \cdot (115)^2}{100 \cdot 25} = 0 \text{ Ом}$$

БР 3.6.14.1.335 ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата
Розроб.		Хоружий		
Перевір.		Дяговченко		
Реценз.				
Н. Контр.		Никифоров		
Затверд.		Лебединський		
Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ				
			Лит.	Аркуш
			52	72
СумДУ ЕТ-91				

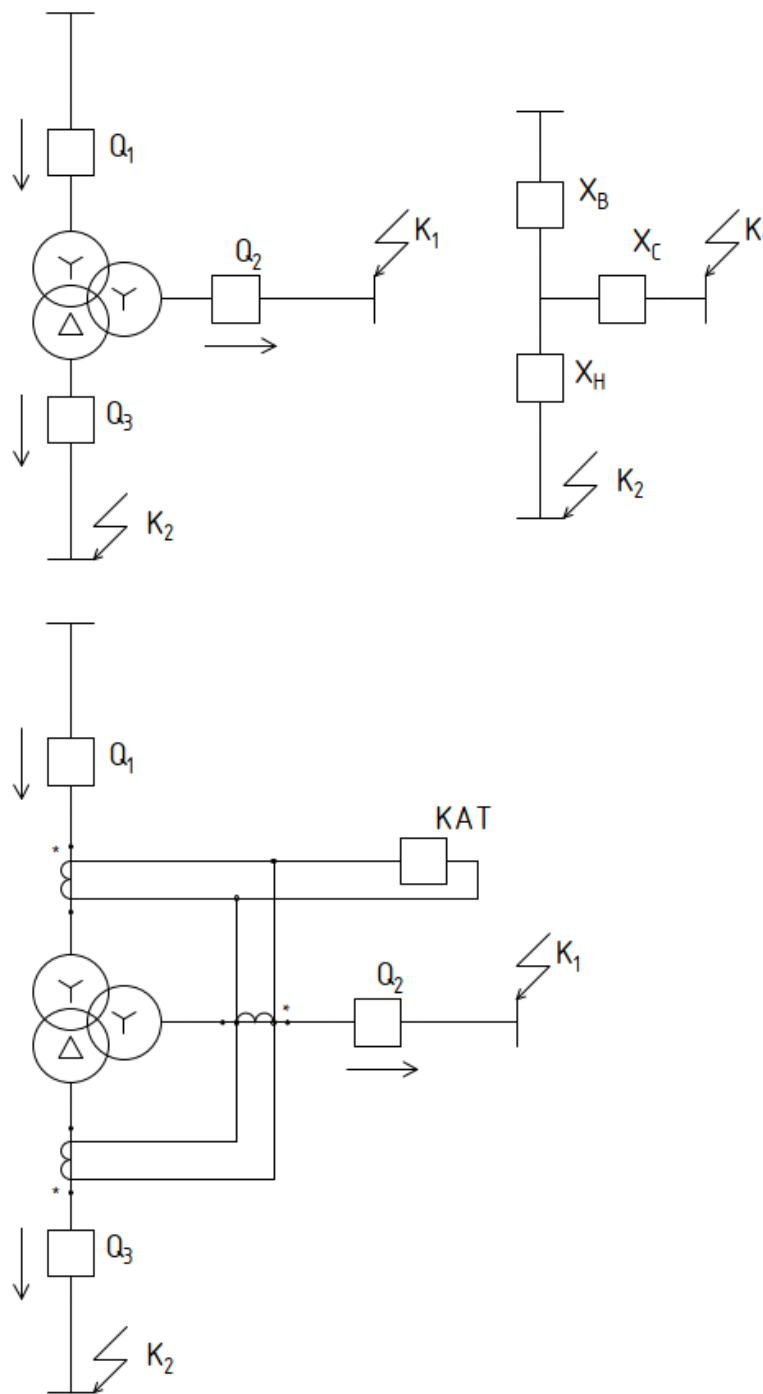


Рисунок 4.1 – Схема РЗА та схема заміщення

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 110 кВ наближено можна прийняти:

$$x_{т.макс} = x_{т.ном} (1 + \Delta U)^2 \quad x_{т.мин} = x_{т.ном} (1 - \Delta U)^2$$

$$x_{В.макс} = 142,2 \cdot (1 + 0,12)^2 = 178,4 \quad x_{В.мин} = 142,2 \cdot (1 - 0,12)^2 = 110,1$$

$$x_{н.макс} = 82,7 \cdot (1 + 0,12)^2 = 103,7 \quad x_{н.мин} = 82,7 \cdot (1 - 0,12)^2 = 64$$

Струм КЗ на шинах середньої напруги (точка К1, рис. 4.1)

$$I_{К1.макс}^3 = \frac{U_{СР.НОМ}}{\sqrt{3}(x_C + x_{В.мин})} = \frac{115}{\sqrt{3}(8,6 + 110,1)} = 0,56 \text{ кА}$$

$$I_{К1.мин}^2 = \frac{U_{СР.НОМ}}{2(x_C + x_{В.макс})} = \frac{115}{2(8,6 + 178,4)} = 0,307 \text{ кА}$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К2, рис. 4.1)

$$I_{К2.макс}^3 = \frac{U_{СР.НОМ}}{\sqrt{3}(x_C + x_{В.мин} + x_{н.мин})} = \frac{115}{\sqrt{3}(8,6 + 110,1 + 64)} = 0,363 \text{ кА}$$

$$I_{К2.мин}^2 = \frac{U_{СР.НОМ}}{2(x_C + x_{В.макс} + x_{н.макс})} = \frac{115}{2(8,6 + 178,4 + 103,7)} = 0,198 \text{ кА}$$

4.1.2 Розрахунок диференціального струмового захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов [15]:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.НОМ}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,05 \text{ кА}$$

$$I_{С.З.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 50 = 65 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу:

$$I_{С.З.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{К1.макс} =$$

$$= 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 0,56 \cdot 1000 = 197 \text{ А}$$

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

Приймаємо $I_{C.3.} = 197 \text{ A}$

Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К2, рис. 4.1):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2.мін}}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{198}{197} = 1,005 < 2 - \text{незадовільняє}$$

Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковою є відбудова від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) відбудова по (1.1) від кидка струму що намагнічується

$$I_{C.3.} = k_{\text{від.}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,5 \cdot 50 = 75 \text{ A}$$

б) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на СН:

$$\begin{aligned} I_{C.3.} &= k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{\text{К1.макс}} = \\ &= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 0,56 \cdot 1000 = 227 \text{ A} \end{aligned}$$

в) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на НН

$$\begin{aligned} I_{C.3.} &= k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{\text{К2.макс}} = \\ &= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 0,363 \cdot 1000 = 120 \text{ A} \end{aligned}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою гальмівної обмотки з боку СН. Тоді відбудова по б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов а) і в): $I_{C.3.} = 119 \text{ A}$.

Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2.мін}}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{198}{120} = 1,65$$

Це значення $k_{\text{ч}}$ дещо менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

					<i>БР 3.8.14.1.335 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

$$I_{K2.мін}^2 = \frac{U_{CP.НОМ}}{2(x_{C.мін} + x_{B.макс} + x_{H.макс})} = \frac{115}{2(8,6 + 142,2 + 82,7)} = 0,246 \text{ кА}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.з.}} = \frac{246}{120} = 2,05$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

4.1.3 Вибір уставок реле ДЗТ

Визначаються первинний і вторинний струми сторін трансформатора. Із табл. 4.2 випливає, що в якості основної слід взяти сторону НН (6,6 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

Таблиця 4.2 – Розрахунок струмів трансформатора

Значення параметрів	I-ВН-115 кВ	II-СН-38,5 кВ	III-НН-6,6 кВ
$I_{ном}, A$	$\frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50$	$\frac{10}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 150$	$\frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 875$
K_{In}	100/5	300/5	1000/5
Схема з'єднання ТТ	Трикутник	Трикутник	Зірка
k_{cx}	1,73	1,73	1
$I_{В.ном}, A$	$\frac{10 \cdot 1,73}{100/5} = 4,33$	$\frac{150 \cdot 1,73}{300/5} = 4,33$	$\frac{875 \cdot 1}{1000/5} = 4,38$

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{сп.осн} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{cx} \cdot \frac{U_{сп.ном}}{U_{ном}}}{K_{In}} = \frac{120 \cdot 1 \cdot \frac{115}{6,6}}{1000/5} = 10,45 \text{ А}$$

3. Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається

$$w_{\text{осн.розр}} = \frac{F_{\text{сп}}}{I_{\text{с.р.осн}}} = \frac{100}{10,45} = 9,57 \text{ витків}$$

Приймається $w_{\text{осн.роб}} = 9$, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле $I_{\text{сп.осн}} = \frac{100}{9} = 11,1 \text{ А}$.

4. Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються за виразом:

для сторони 110 кВ $w_{\text{розр.I}} = w_{\text{осн}} \frac{I_{\text{в.ном.осн}}}{I_{\text{в.ном.I}}} = 9 \frac{4,38}{4,33} = 9,1$. Приймається

$w_I = 9$ витків.

для сторони 35 кВ $w_{\text{розр.II}} = w_{\text{осн}} \frac{I_{\text{в.ном.осн}}}{I_{\text{в.ном.II}}} = 9 \frac{4,38}{4,33} = 9,1$. Приймається

$w_{II} = 9$ витків.

5. Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$w_I = \frac{w_{\text{Ірозрах}} - w_I}{w_{\text{Ірозрах}}} = \frac{9,1 - 9}{9,1} = 0,011$$

$$I_{\text{С.З.}} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) \cdot I_{\text{К2.макс}} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,001) \cdot 0,363 \cdot 1000 = 126 \text{ А}$$

6. Визначається уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле.

					<i>БР 3.8.14.1.335 ПЗ</i>	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номIII}}}{k_{I(III)}} = \frac{126 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{6,6 \cdot 10^3}}{600 / 5} = 10,98 \text{ A}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (10,89 А) менше фактичного (11,11 А), то вибір робочих витків закінчений.

7. Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні СН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$w_{II} = \frac{w_{Iпрозрах} - w_{II}}{w_{Iпрозрах}} = \frac{|9,1 - 9|}{9,1} = 0,011$$

$$I_{нб.расч} = k_3 \left(k_{пер} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_{II} \right) I_{кс.макс}^{(3)} = \\ = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,129 + 0,05 + 0,0089) \cdot 0,56 \cdot 1000 = 236,04 \text{ A}$$

8. Число витків гальмівної обмотки знаходиться за виразом

$$w_{гальм} = \frac{k_3 \cdot I_{нб.расч} \cdot w_{роб}}{I_{кс.макс}^{(3)} \cdot tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 231,8 \cdot 10}{0,55 \cdot 0,75} = 7,59 = 8$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 9 \quad w_{II} = 9 \quad w_{III} = 9 \quad w_{гальм} = 8$$

9. Чутливість захисту визначається наближено по первинним струмам при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{968}{198} = 4,88 \quad k_{ч} = \frac{968}{246} = 3,93$$

$$I_{сз} = \frac{I_{ср.осн} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номIII}}}{k_{I(III)}} = \frac{11,1 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{6,6 \cdot 10^3}}{600 / 5} = 968 \text{ A}$$

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги досить високий і при мінімальному регулюванні досить високий, то

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки. На рис. 4.2 зображено схему уставок реле ДЗТ-11.

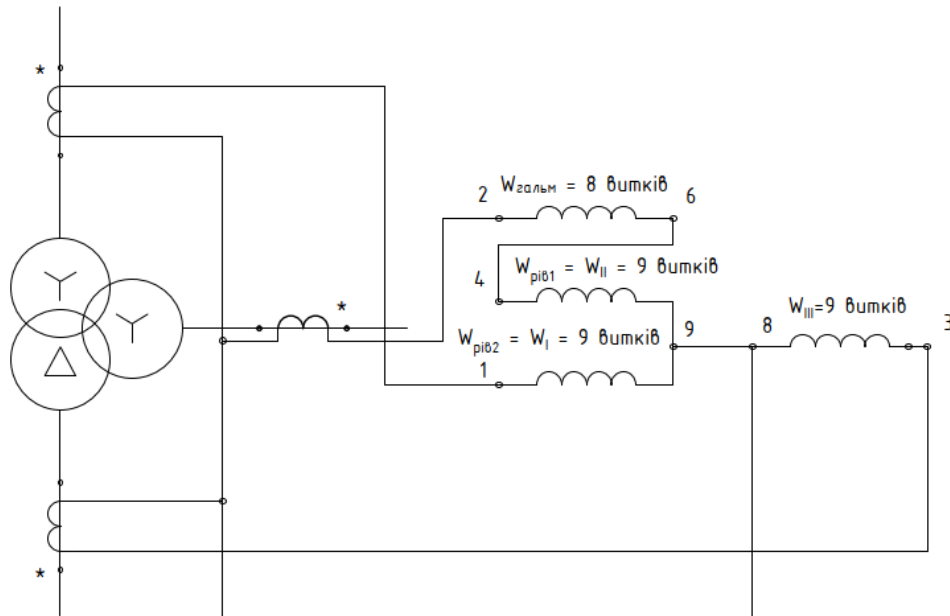


Рисунок 4.2 – Схема уставок реле ДЗТ-11

4.1.4 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском за напругою

Для три обмоткового трансформатора з одностороннім живленням в якості резервного захисту рекомендується установка на стороні живлення МТЗ з пуском або без пуску по напрузі.

1. Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі:

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 50 = 188 \text{ А}$$

2. Чутливість захисту перевіримо по (1.57) при КЗ на шинах СН і НН в мінімальних розрахункових режимах (см. п.2.1)

$$k_ч = \frac{189}{188} = 1,005 \text{ і } k_ч = \frac{287}{188} = 1,527$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторін СН і НН трансформатора.

									Арк.
									59
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.8.14.1.335 ПЗ				

У цьому випадку струм спрацьовування захисту дорівнює

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 50 = 75 \text{ A}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_{ч} = \frac{287}{75} = 3,83 \text{ і } k_{ч} = \frac{189}{75} = 2,52$$

3. Напруга спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за виразом:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{с.мін}}{k_6} = \frac{0,7 \cdot 110}{1,2} = 64,17 \text{ кВ}.$$

4. Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається по:

$$U_{2с.з.} = 0,06 U_{ном} = 0,06 \cdot 115 = 6,9 \text{ кВ}$$

5. Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле, тобто.

$$U_{к.зах}^{(3)} = 0, \text{ а } U_{к.зах} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{115}{2 \times \sqrt{3}} = 33,2 \text{ кВ}.$$

Тоді

$$k_{чU} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.макс}} = \frac{64,17}{0} > 1,5 \quad k_{чU} = \frac{U_{2к.зах}}{U_{2с.з.}} = \frac{33,2}{6,9} = 4,81 > 1,5$$

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора $k_{чU} > 1,5$, то диференціальні захисти шин на цих сторонах можна не встановлювати.

6. Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається з умови налагодження від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, за виразом:

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 50 = 65,6 \text{ A}$$

7. Витяги часу МТЗ узгоджуються з витримками часу захистів ліній на сторонах СН і НН.

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

5 ОХОРОНА ПРАЦІ. РОЗРАХУНОК ЗОНИ ЗАХИСТУ БЛИСКАВКОВО-ВІДВОДІВ ТЕРИТОРІЇ ПІДСТАНЦІЇ

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів. Блискавкозахист ПС виконуємо за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів. Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів. Вихідні дані ПС наведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані розташування блискавковідводів

А, м	В, м	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	L ₅ , м	h _x , м
52	46	40	30	34	6	6	10

Стандартною зоною захисту одиничного стрижньового блискавковідводу висотою h є круговий конус висотою h₀ < h, вершина якого співпадає з вертикальною віссю блискавковідводу. Габарити зони визначаються двома параметрами: висотою конуса h₀ і радіусом конуса на рівні землі r₀ [16].

Наведені нижче розрахункові формули придатні для блискавковідводів висотою до 150 м [17]. При більш високих блискавковідводах слід користуватися спеціальною методикою розрахунку [18]–[21].

Визначення зони захисту блискавковідвід

Визначаємо параметри L₆ і L₇

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{46 - 30}{2} = 8 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{46 - 34}{2} = 6 \text{ м}$$

					<i>БР 3.6.141.335 ПЗ</i>		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.	Хоружий				Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.	Дяговченко					61	72
Реценз.					<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
Н. Контр.	Никифоров						
Затверд.	Лебединський						
<i>Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ</i>							

Визначаємо параметри p_1 та p_2

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{8^2 + 6^2} = 10,0 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{6^2 + 6^2} = 8,49 \text{ м}$$

Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що $r_{x1} = p_1$
 $r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$r_{x1} = p_1 = 10 \text{ м}, r_{x2} = p_2 = 8,49 \text{ м}$$

$$h_1 = h_2 = \frac{0,7 \cdot p_1 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 10 + 10 \cdot 0,6}{0,42} = 30,95$$

$$h_3 = h_4 = \frac{0,7 \cdot p_2 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 8,49 + 10 \cdot 0,6}{0,42} = 28,44$$

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 30 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 21,67 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 18,57 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 9,97 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25h_1 = 59,67 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25h_1 = 112,7 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 21,67 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{18,53(21,64 - 10)}{21,64} = 9,97 \text{ м}$$

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4

$$L_{34} = L_3 = 34 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 19,9 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 17,1 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 8,49 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25h_3 = 63,9 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = 4,25h_3 = 120,9 \text{ м}$$

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

$$h_{c34} = h_{03} = 19,9 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 8,49 \text{ м}$$

Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3

$$L_3 = 34 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 30,9 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 69,34 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 131,4 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 30,9 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 28,4 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25h_3 = 69,3 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 4,25h_3 = 131,4 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 22,65 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{21,64 + 19,9}{2} = 20,78 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{18,53 + 17,06}{2} = 17,8 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{17,8(20,7 - 10)}{20,7} = 9,23 \text{ м}$$

Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 51,2 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 30,9 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 69,3 \text{ м}; \quad L_{\max 14} = 4,25h_1 = 131,4 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 21,6 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 28,4 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25h_4 = 63,9 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25h_4 = 120,9 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 19,9 \text{ м}$$

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

$$h_{c\min13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{21,6 + 19,9}{2} = 20,78 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{18,5 + 17,1}{2} = 17,8 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min13} - h_x)}{h_{c\min13}} = \frac{17,8(20,78 - 10)}{20,78} = 9,23 \text{ м}$$

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.5.1.

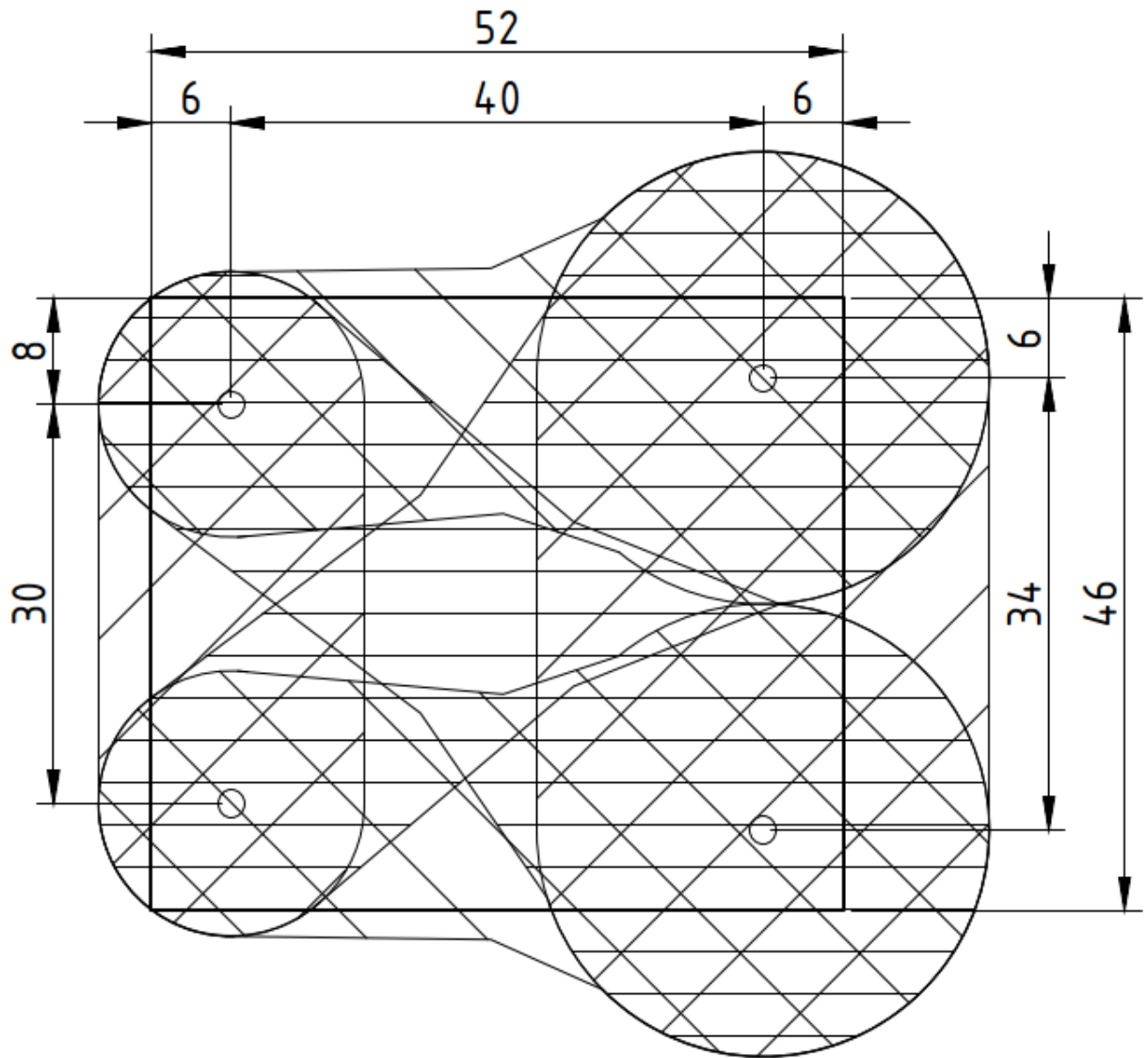


Рисунок 5.1 – Ескіз контуру захисту території підстанції від ураження блискавки

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.8.141.335 ПЗ

Арк.

64

ВИСНОВОК

При виконанні бакалаврської роботи були поставлені і виконані завдання визначення навантажень підстанції 110/35/10 кВ з подальшим вибором надійних електричних апаратів та засобів релейного захисту. Проведено реконструкцію електричної частини підстанції ПС-110/35/6 кВ.

У першому розділі дана загальна характеристика підстанції, описані типи встановленого обладнання, виділені проблемні моменти, поставлено завдання для подальшої роботи.

У другому розділі проведено розрахунок електричного навантаження. Розраховано номінальне навантаження та обрано відповідний силовий трансформатор згідно номінальних параметрів. Проведено розрахунки номінальних струмів навантаження, струмів короткого замикання аперіодичної складової, ударного струму в момент замикання та інтеграл Джоуля-Ленца.

В третьому розділі проведено перевірку силового трансформатора, вибір вимикачів навантаження, роз'єднувачів. Проведено розрахунок та вибір збірних шин, опорних та прохідних ізоляторів. Обрано трансформатор власних потреб. Проведено вибір основних вимірювальних приладів та обрано необхідні трансформатори струму та напруги на всіх класах напруги.

В четвертому розділі проведено розрахунок та вибір уставок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатофазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю за допомогою реле ДЗТ – 11.

В п'ятому розділі проведено розрахунок зони захисту стрижневого блискавковідводу виконаного за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів.

					<i>БР 3.8.141.335 ПЗ</i>	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2017.
- [2] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, *Теоретичні основи електротехніки : конспект лекцій*. Суми: СумДУ, 2016.
- [3] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, *Електричні системи та мережі : конспект лекцій*. Суми: СумДУ, 2018.
- [4] В. В. Кирик, *Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж [Текст]: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”*. Київ: НТУУ «КПІ», 2014.
- [5] В. М. Гаряжа і А. О. Карюк, *Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)*. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018.
- [6] Василега, П.О. *Електротехнологічні установки [Текст] : навч. посіб. / П.О. Василега. - Суми : СумДУ, 2010. - 548 с. + Гриф МОН*.
- [7] ДСТУ 3463-96, Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів, ГОСТ 14209-97, ІЕС 354-91. З поправкою.
- [8] А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матєєнко, і О. Р. Пастух, *Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж*, Київ. КПІ ім. Ігоря Сікорського: «Політехніка», 2017.
- [9] «ВРС110 / Вакуумні вимикачі 110 кВ / Комутаційні апарати / Продукція». http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-110-kv_1472638806/vrs110_1472638787.htm (дата звернення 07, Травень 2023).
- [10] «ВР35НСМ / Вакуумні вимикачі 35 кВ / Комутаційні апарати / Продукція». http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-35-kv_1472639116/vr35nsm_1472639053.htm (дата звернення 07, Травень 2023).
- [11] «ВР35 / Вакуумні вимикачі 35 кВ / Комутаційні апарати / Продукція». http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-35-kv_1472639116/vr35_1472638974.htm (дата звернення 07, Травень 2023).

									Арк.
									66
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

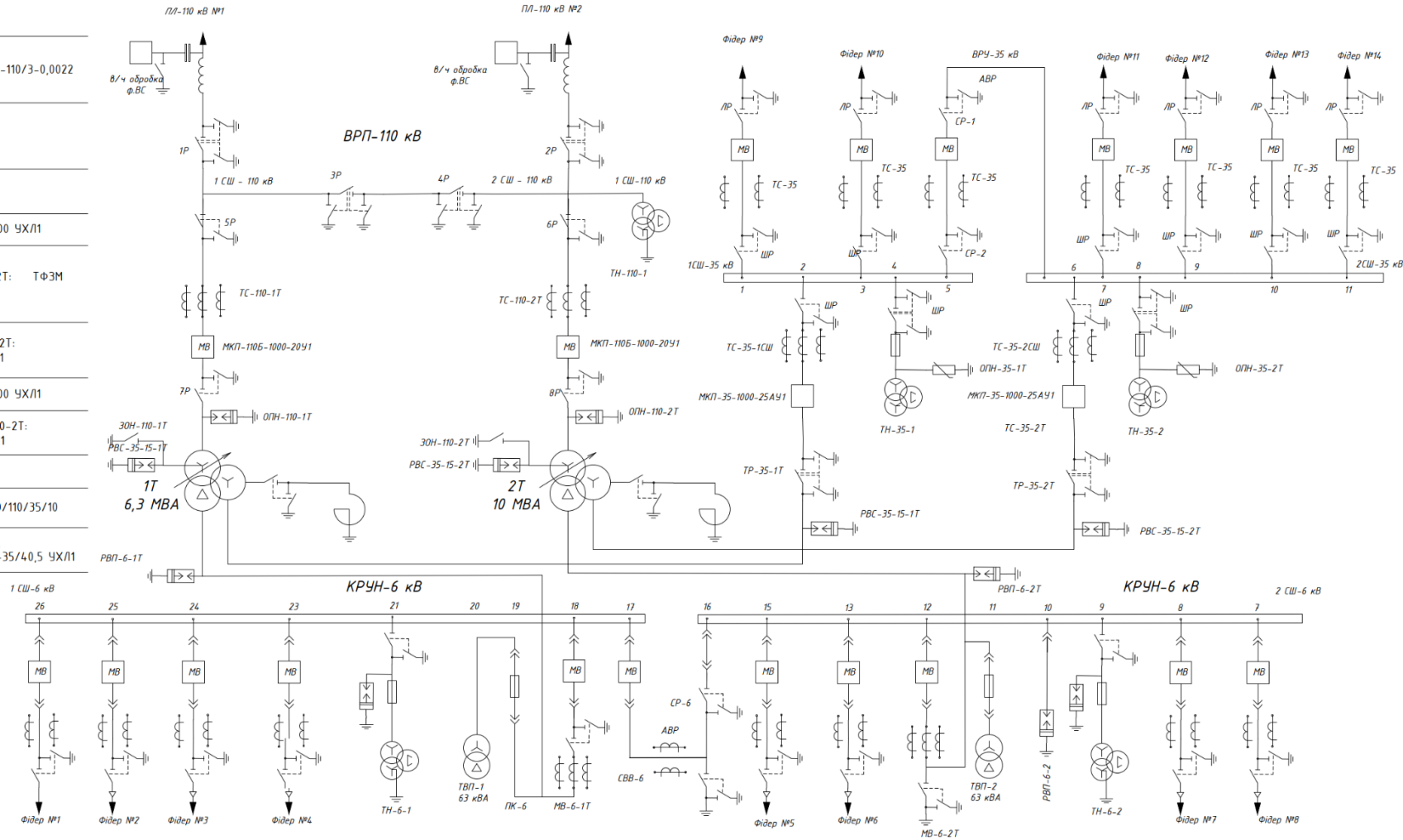
- [12] «ВРС-6 / Вакуумні вимикачі 6 кВ / Комутаційні апарати / Продукція». http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komutaciini- aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-6-kv_1472639388/vrs-6_1472639371.htm (дата звернення 07, Травень 2023).
- [13] «Роз'єднувачі 35 і 110 кВ / Роз'єднувачі 35 і 110 кВ / Роз'єднувачі / Продукція». http://www.rzva.ua/ua/produkcija/rozednuvachi/rozednuvachi-35-i-110-kv_1413890918/rozednuvachi-35-i-110-kv.htm (дата звернення 07, Травень 2023).
- [14] С. П. Літковець, *Методичні вказівки до виконання курсового проекту з навчальної дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій» для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання*. Рівне: НУВГП, 2019.
- [15] В. П. Кідиба, *Релейний захист електроенергетичних систем*. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013.
- [16] М. В. Петровський, *Техніка високих напруг: конспект лекцій для студ. спец. 6.141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання*. Суми: СумДУ, 2019.
- [17] П. В. Волох, М. П. Цоколенко, і Л. В. Ревенко, *Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник*. Київ: Аграрна освіта, 2014.
- [18] *Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи*. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012, 2012.
- [19] *Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками*. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012, 2012.
- [20] *Захист від блискавки. Частина 3. Фізичні руйнування споруд та небезпека для життя людей*. ДСТУ ІЕС 62305-3:2012, 2012.
- [21] *Захист від блискавки. Частина 4. Електричні та електронні системи, розташовані в будинках і спорудах*. ДСТУ EN 62305-4:2012, 2012.

					БР 3.8.14.1.335 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

ДОДАТКИ

					БР 3.8.141.335 ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВЧЗ-300-015 СМР-110/3-0,0022
1Р, 2Р, 3Р, 4Р: РДЗ-110/1000 УХЛ1
ТН-110-1, ТН-110-2: НКФ 110
5Р, 6Р: РДЗ-110/1000 УХЛ1
ТС-110-1Т, ТС-110-2Т: ТФЗМ 110
МВ-110-1Т, МВ-110-2Т: МКП-110Б-1000-20У1
7Р, 8Р: РДЗ-110/1000 УХЛ1
ОПН-110-1Т, ОПН-110-2Т: ОПН-П-110/100 УХЛ1
ЗОН-110 РВС-35+15
1Т, 2Т: ТДНТ-25000/110/35/10
РВС-35-1Т, РВС-35, ОПН-35-2Т: ОПН-П-35/40,5 УХЛ1

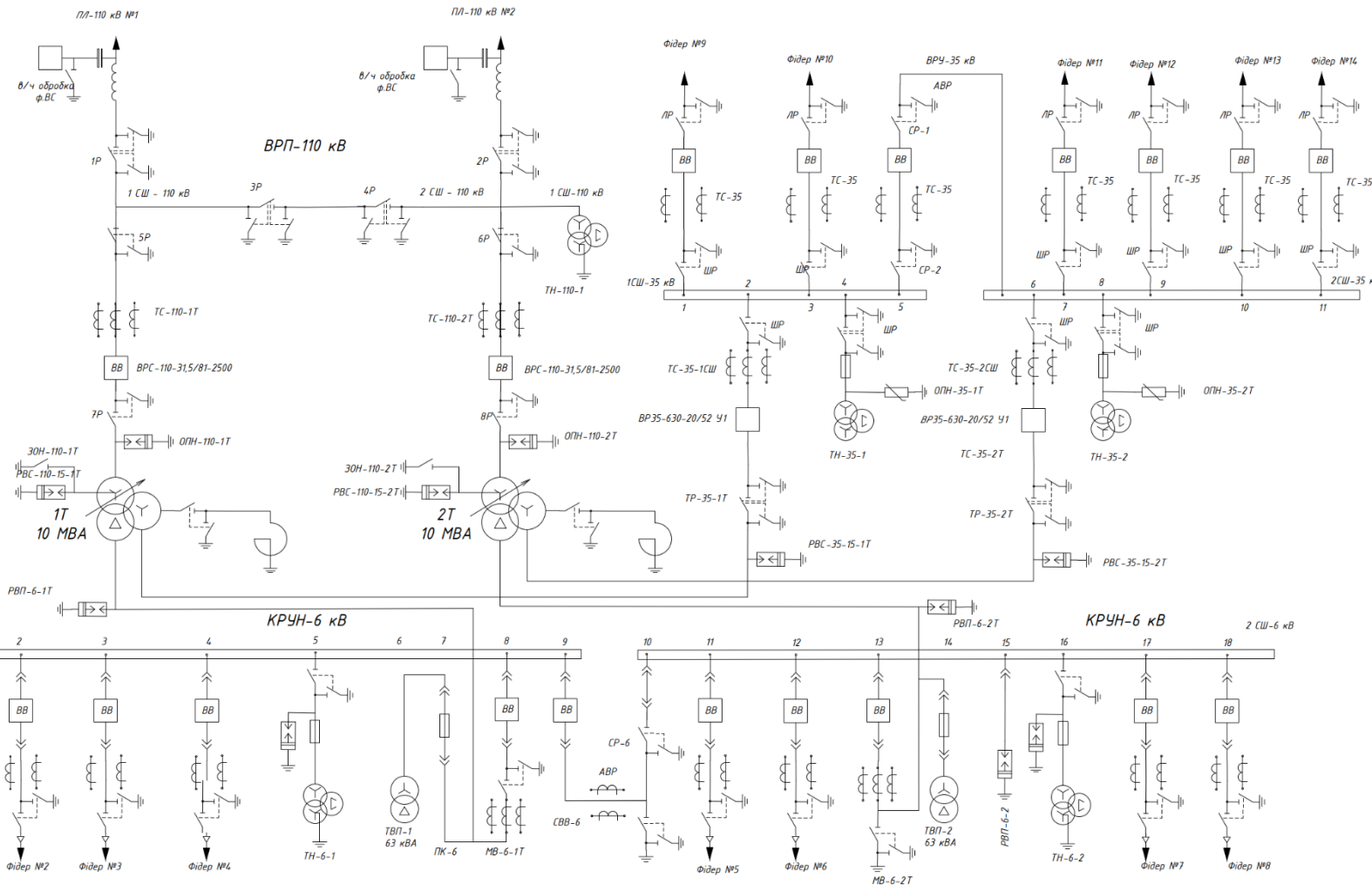


ЛР: РДЗ 35/1000 СР-2: РДЗ 35/1000
ТТ-35 ком. 1, 3, 10: ТФЗМ-35А-У1, $\frac{25}{5}$ ТТ-35 ком. 9, 11: ТФЗМ-35А-У1, $\frac{40}{5}$ ТТ-35 КОМ. 7: ТФЗМ-35-Б-1У1, $\frac{30}{5}$ ТТ-35 КОМ. 2, 6: ТФЗМ-35-Б-1У1, $\frac{150}{5}$ ТТ-35 КОМ. 5: ТФЗМ-35-Б-1У1, $\frac{100}{5}$
ВВ ком. 1, 3, 5, 7, 9, 10, 11: МКП-35-630-25АУ1
ШР, СР-1: РДЗ 35/1000
ШР ком.2, 4, 6, 8: РДЗ 35/1000
ТТ-35-1СШ: ТФЗМ-35-Б-1У1, $\frac{600}{5}$ ТТ-35-2СШ: ТФЗМ-35-А-У1, $\frac{600}{5}$
ОПН-35-1СШ, ОПН-35-2СШ: ОПН-П-35/40/10/550-02
МВ-35-1Т, МВ-35-2Т: МКП-35-1000-25АУ1
ТН-35-1, ТН-35-2: НАМИ-35
ТР-35-1Т, ТР-35-2Т: РДЗ 35/1000
ТС-35-1Т, ТС-35-2Т: ТФЗМ-35

Фідер №1	Фідер №2	Фідер №3	Фідер №4	ТН-6-1	ТВП-1	МВ-6-1Т	СВВ-6	Фідер №5	Фідер №6	МВ-6-2Т	ТВП-2	РВП-6-1	ТН-6-2	Фідер №7	Фідер №8
ПЛ - 6 кВ	ПЛ - 6 кВ	ПЛ - 6 кВ	ПЛ - 6 кВ	ТН-6-1	63 кВА	МВ-6-1Т	СВВ-6	ПЛ - 6 кВ	ПЛ - 6 кВ	МВ-6-2Т	63 кВА	РВП-6-1	ТН-6-2	ПЛ - 6 кВ	ПЛ - 6 кВ
ТОЛ-Е-12 $\frac{200}{5}$	ТОЛ-Е-12 $\frac{60}{5}$	ТОЛ-Е-12 $\frac{75}{5}$	ТОЛ-Е-12 $\frac{30}{5}$	НТМІ-6 У3	ТМ-100/6	ТЛШ-Е-12 $\frac{600}{5}$	ТЛШ-Е-12 $\frac{600}{5}$	ТОЛ-Е-12 $\frac{60}{5}$	ТОЛ-Е-12 $\frac{60}{5}$	ТОЛ-Е-12 $\frac{600}{5}$	ТШЛ-20-1	РВП-6	НТМІ-6 У3	ТОЛ-Е-12 $\frac{100}{5}$	ТОЛ-Е-12 $\frac{150}{5}$
МКП-6-630-25АУ1	МКП-6-630-25АУ1	МКП-6-630-25АУ1	МКП-6-630-25АУ1	МКП-6-630-25АУ1	ПК-10	МКП-6-630-25АУ1	МКП-6-630-25АУ1	МКП-6-630-25АУ1	МКП-6-630-25АУ1	МКП-6-630-25АУ1	МКП-6-630-25АУ1	РВП-6	МКП-6-630-25АУ1	МКП-6-630-25АУ1	МКП-6-630-25АУ1
РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	ПКТ-6	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1

БР 3.6.14.1335 ПЗ					
Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ					
Зн	Кільк	Арк	№ Вок	Підпис	Дата
Розробив	Харчук				
Перевірив	Давиденко				
Мережа електропостачання 110/35/6 кВ					
Схема принципів модернізації мережі електропостачання 110/35/6 кВ до реконструкції					
				Спеція	Архив
				Архив	Архив
СумДУ ЕТ-91					

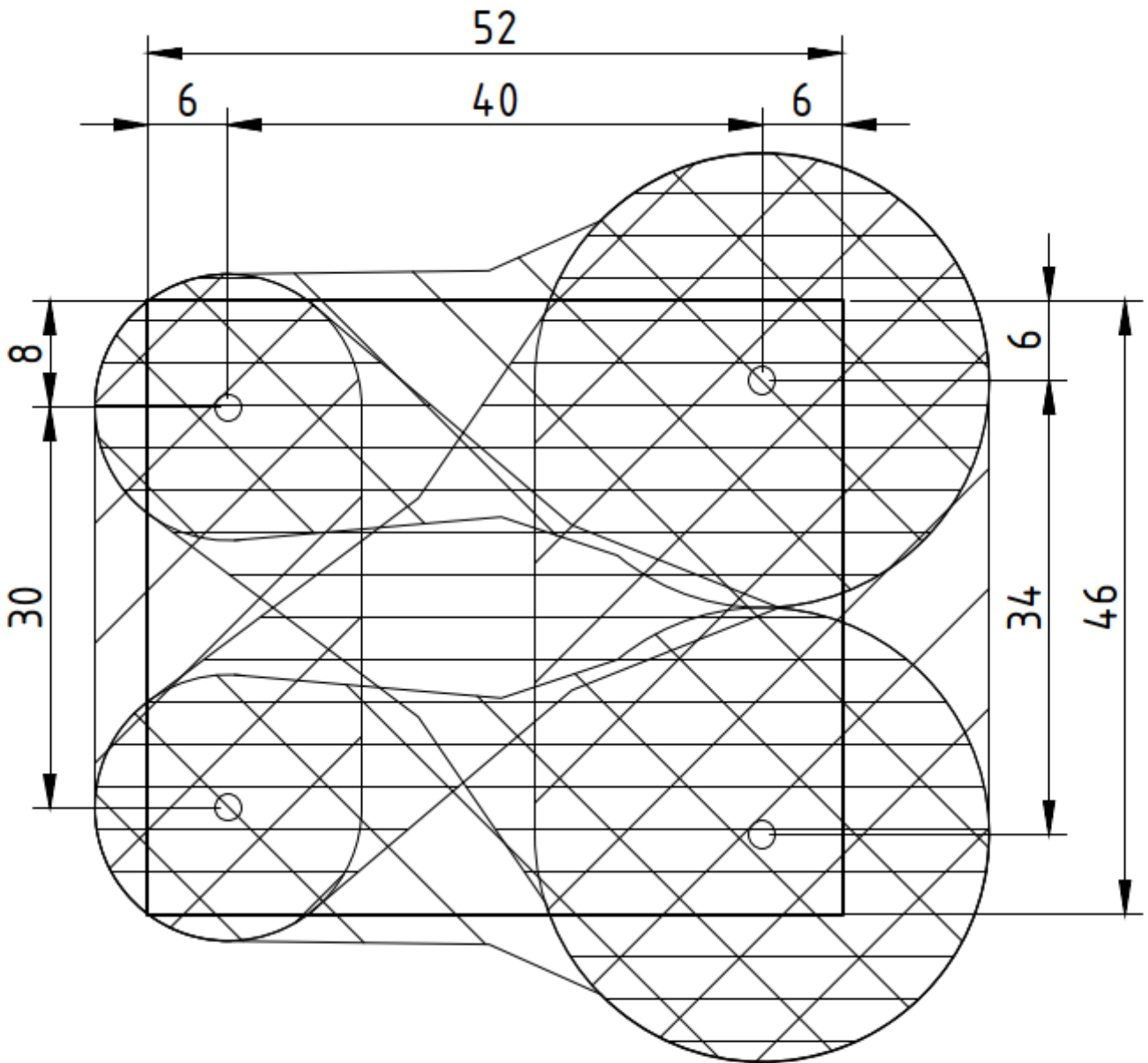
В43-300-015 СМР-110/3-0,0022
1Р, 2Р, 3Р, 4Р: РДЗ-110/1000 УХЛ1
ТН-110-1, ТН-110-2: НКФ 110-58
5Р, 6Р: РДЗ-110/1000 УХЛ1
ТС-110-1Т, ТС-110-2Т: ТФЗМ 110-У1
ВВ-110-1Т, ВВ-110-2Т: ВРС-110-31,5/81-2500
7Р, 8Р: РДЗ-110/1000 УХЛ1
ОПН-110-1Т, ОПН-110-2Т: ОПН-П-110/100 УХЛ1
ЗОН-110 РВС-35+15
1Т, 2Т: ТДНТ-25000/110/35/10
РВС-35-1Т: РВС-35, ОПН-35-2Т: ОПН-П-35/40,5 УХЛ1



ЛР: РДЗ 35/1000 СР-2: РДЗ 35/1000
ТТ-35 ком. 1, 3, 10: ТФЗМ-35-У1, 20 ТТ-35 ком. 9, 11: ТФЗМ-35-У1, 20 ТТ-35 КОМ. 7: ТФЗМ-35-У1, 20 ТТ-35 КОМ. 5: ТФЗМ-35-У1, 100
ВВ ком. 1, 3, 5, 7, 9, 10, 11: ВР35-630-20/52 У1
ШР, СР-1: РДЗ 35/1000
ШР ком. 2, 4, 6, 8: РДЗ 35/1000
ТТ-35-1СШ, ТТ-35-2СШ: ТФЗМ 35-У1, 20
ОПН-35-1СШ, ОПН-35-2СШ: ОПН-П-35/40/10/550-02
ВВ-35-1Т, ВВ-35-2Т: ВР35-630-20/52 У1
ТН-35-1, ТН-35-2: ЭНОЛ-35
ТР-35-1Т, ТР-35-2Т: РДЗ 35/1000

Фідер №1	Фідер №2	Фідер №3	Фідер №4	ТН-6-1	ТВП-1	МВ-6-1Т	СВВ-6	Фідер №5	Фідер №6	МВ-6-2Т	ТВП-2	РВП-6-1	ТН-6-2	Фідер №7	Фідер №8
ПЛ - 6 кВ	ПЛ - 6 кВ	ПЛ - 6 кВ	ПЛ - 6 кВ		63 кВА			ПЛ - 6 кВ	ПЛ - 6 кВ		63 кВА			ПЛ - 6 кВ	ПЛ - 6 кВ
ТВЛМ6-У3 20/5	ТВЛМ6-У3 60/5	ТВЛМ6-У3 25/5	ТВЛМ6-У3 30/5	НОЛ-08	ТМ-100/6	ТЛМ10-У3 600/5	ТВЛМ6-У3 600/5	ТВЛМ6-У3 60/5	ТВЛМ6-У3 60/5	ТЛМ10-У3 600/5	ТШЛ-20-1		НОЛ-08	ТВЛМ6-У3 180/5	ТВЛМ6-У3 30/5
ВРС-6-630-31,5/80У1	ВРС-6-630-31,5/80У1	ВРС-6-630-31,5/80У1	ВРС-6-630-31,5/80У1		ПК-10	ВРС-6-1250-31,5/80У1	ВРС-6-630-31,5/80У1	ВРС-6-630-31,5/80У1	ВРС-6-630-31,5/80У1	ВРС-6-1250-31,5/80У1	ВРС-6-630-31,5/80У1	РВП-6	ВРС-6-630-31,5/80У1	ВРС-6-630-31,5/80У1	ВРС-6-630-31,5/80У1
РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	ПКТ-6	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1	РЛНДз-6/400 УХЛ1

БР 3.6.14.1335 ПЗ					
Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ					
Зн	Кілк	Арк	Н док	Підпис	Дата
Розробив	Хоружий				
Перев	Дікорчак				
Мережа електропостачання 110/35/6 кВ					
Стежіа Аркуш АркушВ					
Схеми принципів однієї мережі електропостачання 110/35/6 кВ після реконструкції					
Сторінка 1 з 1					



Погоджено

Гол. спец.

Зам. інв. N

Підпис і дата

Інв. N ор.

БР 3.6.141.335 ПЗ

Модернізація електричної частини підстанції 110/35/6 кВ

Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата
Розробив		Хоружий			
Перев.		Дяговченко			
Норм. контр.		Никифоров			
Затверд.		Лебединський			

Схема захисту від грозових імпульсів підстанції 110/35/6 кВ

Схема захисту від грозових імпульсів підстанції 110/35/6 кВ

Стадія	Аркуш	Аркушів
СумДУ ЕТ-91		