

Міністерство освіти і науки України  
Сумський державний університет  
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання  
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту  
Зав. кафедри електроенергетики  
\_\_\_\_\_ Лебединський І.Л.  
“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**Тема: “Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них”**

**Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**  
**Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання**

Виконав студент гр. ЕТдн-61п

Лихвар В.А.

Керівник, доцент, к.т.н

Василега П.О.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

Сумський державний університет

Факультет ЕЛІТ Кафедра електроенергетики

Спеціальність : 141- Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

І.Л. Лебединський

“     ”     20\_\_ р.

### ЗАВДАННЯ

до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра

Лихвар Владислав Анатолійович

1. Тема роботи: «Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них»

затверджена наказом по університету №     від    

2. Термін здачі студентом закінченої роботи    

3. Вихідні дані до роботи: конфігурація мережі, довжини ліній, потужності навантажень та категорії споживачів

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

Вступ

Розрахунок електричної мережі;

Розрахунок електричної частини підстанції;

Розрахунок релейного захисту;

Охорона праці;

Висновки;

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

- схема заміщення електричної мережі;

- однолінійна схема первинних з'єднань підстанції.

- схеми релейного захисту ;

*ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ*

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Лихвар В.А.			Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Василега П.О.					2	
Консульт.								
Н. контр.								
Затверд.		Лебединський І.Л.						

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	До 09.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	До 11.05.2020	
3	Релейний захист трансформатора	До 18.05.2020	
4	Охорона праці	До 23.05.2020	
5	Оформлення графічного матеріалу	До 27.05.2020	
6	Оформлення пояснювальної записки	До 31.05.2020	
7	Здача роботи на перевірку	До 10.06.2020	

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>			
<b>Змн.</b>	<b>Арк.</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Підпис</b>	<b>Дата</b>				
Розроб.		Лихвар В.А.			<i>Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них</i>	<b>Літ.</b>	<b>Арк.</b>	<b>Акрушів</b>
Керівник		Василега П.О.					3	
Консульт.						<i>СумДУ</i>		
Н. контр.								
Затверд.		Лебединський І.Л.						

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 78 с., 9 рис., 40 табл., 25 джерел.

Тема роботи: Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них.

Calculation of parameters, modes and equipment of electric grids and measures for energy saving in them.

Об'єкт дослідження – електрична мережа з встановленими силовими трансформаторами.

Мета роботи – потрібно розрахувати параметри електричної мережі, виконати розрахунок електричної частини підстанції, зробити вибір вимірювального встаткування, виконати основний релейний захист трансформатора та розглянути питання охорони праці.

Графічні матеріали: схема заміщення електричної мережі; схема первинних з'єднань підстанції, схеми релейного захисту.

Ключові слова: Розрахунок параметрів ЛЕП, правила улаштування електроустановок (ПУЕ), навантаження, розподільні пристрої ,вибір обладнання підстанцій, РЗА , джерело живлення.

Расчет параметров ЛЭП, правила устройства электроустановок (ПУЭ) , нагрузка ,распределительные устройства, выбор оборудования подстанций, РЗА ,источник питания .

ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Лихвар В.А.			Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Василега П.О.					4	
Консульт.								
Н. контр.								
Затверд.		Лебединський І.Л.						

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ПЛ – повітряна лінія;
- ВН – висока напруга;
- ДЖ – джерело живлення;
- КЛ – кабельна лінія;
- ЛЕП – лінія електропередач;
- НН – низька напруга;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- ПС – підстанція;
- РПН – регулювання напруги під навантаження;
- СН – середня напруга;
- ТП – трансформаторна підстанція.
- СП – само утриманий ізолюваний провід
- К.З. – коротке замикання
- ГОСТ – державний стандарт
- РП – розподільний пристрій

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Лихвар В.А.			<i>Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них</i>	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Василега П.О.				5		
Консульт.								
Н. контр.								
Затверд.		Лебединський І.Л.						

## ЗМІСТ

Вступ .....	8
1. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЛІНІЙ І ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДСТАНЦІЙ .....	9
1.1 Вихідні дані .....	9
1.2 Вибір схеми електропостачання .....	9
1.3. Визначення довжини ліній .....	11
1.4 Визначення потоків потужності .....	12
1.5. Вибір номінальної напруги .....	13
1.6 Вибір перерізу проводів .....	14
1.7 Вибір трансформаторів на підстанції .....	16
1.8 Складання схеми заміщення районної мережі .....	18
1.9 Електричний розрахунок .....	20
1.10 Напруги у вузлах мережі .....	22
1.11 Регулювання напруги для схеми .....	23
1.12 Сумарні втрати в мережі .....	24
1.13 Аварійний режим роботи електричної схеми .....	27
1.14 Регулювання напруги у післяаварійному режимі .....	28
1.15 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми .....	29
2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ .....	32
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів підстанції .....	32
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання .....	34
2.3 Вибір ошинковки розподільних пристроїв (РП). .....	39
2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги, трансформаторів власних потреб .....	44
3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА. ....	52
3.1 Визначення параметрів, необхідних для розрахунку захисту трансформатора .....	52
3.2. Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту .....	54
3.3 Вибір уставок реле ДЗТ .....	55

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Лихвар В.А.</i>			<i>Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Василега П.О.</i>					6	
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ВИМОГИ ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ПРИ ВИКОНАННІ МОНТАЖНИХ РОБІТ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ .....	58
4.1 Загальні відомості .....	58
4.2 Заходи безпеки під час монтажу кабельних ліній .....	58
4.3 Заходи безпеки під час монтажу повітряних ліній електропередачі .....	58
4.4 Заходи безпеки під час монтажу розподільних трансформаторів і електричних машин .....	59
4.5 Здійснення робіт в діючих електроустановках .....	59
4.6 Допуск ремонтної бригади і нагляд за її роботою .....	60
4.7 Організація служби охорони праці на підприємстві .....	60
4.8 Обов'язки працівника щодо додержання вимог нормативно-правових актів з охорони праці .....	62
4.9 Комісія з питань охорони праці підприємства .....	62
4.10 Наукова база охорони праці .....	63
4.11 Навчання з питань охорони праці .....	64
4.12 Фінансування охорони праці .....	65
4.13 Атестація робочих місць на відповідність вимогам нормативних актів.. .....	65
4.14 Порядок допуску до електромонтажних робіт .....	66
Висновок .....	71
Список літератури .....	72
Додатки .....	75

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>			
<b>Змн.</b>	<b>Арк.</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Підпис</b>	<b>Дата</b>				
Розроб.		Лихвар В.А.			<i>Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них</i>	<b>Літ.</b>	<b>Арк.</b>	<b>Аркушів</b>
Керівник		Василега П.О.					7	
Консульт.								
Н. контр.								
Затверд.		Лебединський І.Л.						

## ВСТУП

Процес проектування електричних мереж в наш час складається з ряду послідовних етапів, першим з яких є складання технічно конкурентно-спроможних варіантів схем, а надалі – порівняння цих варіантів за техніко-економічними показниками і вибір з них найкращого. Оцінці техніко-економічних показників варіантів передуює визначення їх технічних параметрів, якими є номінальна напруга, кількість ланцюгів та перерізи струмоведучих елементів ліній електропередач, кількість та потужність трансформаторів на знижувальних підстанціях, показники схем їх електричних з'єднань, а також місця встановлення і потужності компенсуючих установок.

У зв'язку з труднощами при розрахунках режимів районних мереж, передбачається широке використання персональних комп'ютерів. Необхідно забезпечити електропостачання споживачів, розташованих в 6 пунктах, від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризуються досить великою потужністю, що забезпечує необхідність вибору для них районної підстанції або головної знижувальної підстанції великого підприємства. Для цієї групи споживачів отримана електроенергія має бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з великих споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові, сільськогосподарські і житлові райони та населені пункти. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних великих споживачів і забезпечити напругою 380 В.

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Лихвар В.А.</i>						
<i>Керівник</i>		<i>Василега П.О.</i>					8	
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						



# 1. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЛІНІЙ І ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДСТАНЦІЙ

## 1.1 Вихідні дані

Вихідні дані для розрахунків наведені в табл. 1.1 та 1.2

Таблиця 1.1 – Вихідні дані для розрахунків

Параметр	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
X, мм	25	45	35	-26	17	-9
Y, мм	22	39	12	0	27	12
P, МВт	56	26	68	58	527	558
cosφ	0,78	0,82	0,81	0,95	0,92	0,95
T <sub>м</sub> , год	5210	3520	4610	5980	5240	4020
Категорія	I	I	III	II	II	III

Таблиця 1.2 – Інформація про споживачів та їх розташування

Характеристика споживачів	Параметри
Масштаб для споживачів 1–4 , км/мм	2
Масштаб для споживачів 5 і 6 щодо точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживачі 5 і 6	1
Частка всіх навантажень у мінімальному режимі P <sub>min</sub> щодо максимального	0,5

## 1.2 Вибір схеми електропостачання

Вибір економічно доцільних схем мережі є одним з основних завдань проекту. Схема мережі знаходиться в тісній техніко-економічній взаємозалежності. Так зміна схеми мережі може призвести до необхідності зміни номінальної напруги мережі в цілому чи її окремих частин. Має місце і обернена залежність схеми мережі і номінальної напруги мережі.

<i>ДПЗ. 141..538 ET-61 ПЗ</i>				
<b>Змн.</b>	<b>Арк.</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Підпис</b>	<b>Дата</b>
Розроб.		Лихвар В.А.		
Керівник		Василега П.О.		
Консульт.				
Н. контр.				
Затверд.		Лебединський І.Л.		
<i>Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них</i>				
		<b>Літ.</b>	<b>Арк.</b>	<b>Акрушів</b>
			9	

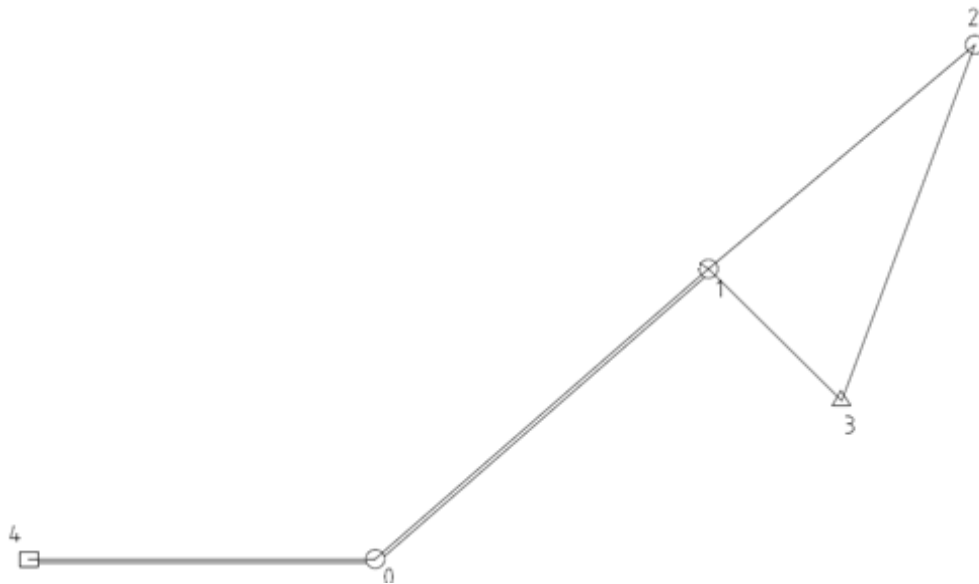
Через те вибір схеми і номінальної напруги мережі повинні проводитись одночасно. [3, с. 5] Створення варіантів не повинне мати характер випадкових рішень, а, навпаки, підпорядковуються певним логічним вимогам. Основні з них такі:

- надійність роботи;
- якість енергії;
- економічність;
- можливість подальшого розвитку.

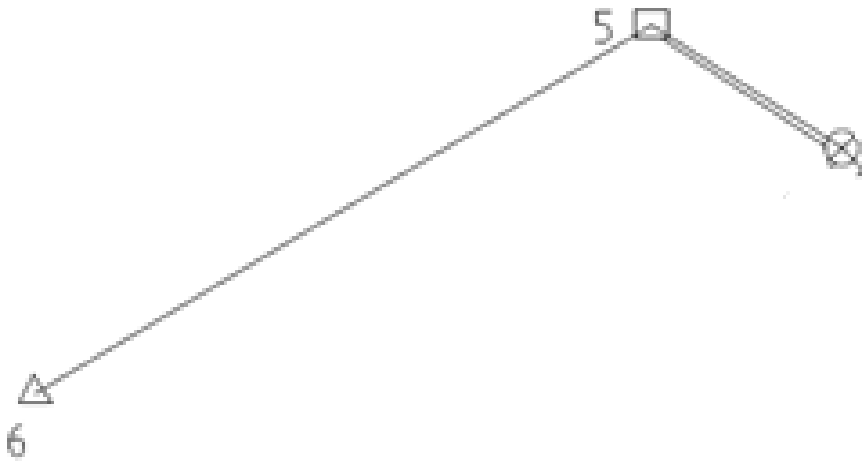
Конфігурація електричної мережі, що проектується, також у значній мірі визначається умовами надійності електропостачання. У відповідності з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [2] навантаження I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення. Для такого роду споживачів необхідно в більшості випадків передбачати живлення по двох окремих лініях, так як двоколова ЛЕП при пошкодженні опор через вітер, ожеледь і т.п. не забезпечує необхідної міри надійності. Для споживачів II категорії допускається живлення по двоколовій лінії, а для електроприймачів III категорії досить передбачити споживання від однієї лінії електропередачі.

Слід відзначити, що у багатьох випадках потрібно здійснювати передачу електричної енергії в район її споживання по лініях більш високої напруги, а всередині цього району розподіляти енергію по лініях більш низької номінальної напруги. За можливий післяаварійний режим при такій попередній оцінці варіантів, достатньо розглянути тільки випадок відключення або пошкодження однієї із ліній мережі, що призводить до найбільшого зниження напруги на шинах у найбільш віддаленого споживача.

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
<i>Изм.</i>	<i>ст</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		10



Масштаб (1:1)



Масштаб(10:1)

Рисунок 1.1 – Схема електричної мережі

### 1.3 Визначення довжин ліній

Довжина ділянки мережі визначається за формулою:

$$L_i = 1,16 \cdot m_i \cdot l_i \quad (1.1)$$

де  $m_i$  – масштаб в км/мм;  $l_i$  – довжина на карті, мм; 1,16 – коефіцієнт нелінійності траси .

Розшифрування розрахункової формули:

$$L_{0-4} = 26 \cdot 1,16 \cdot 2 = 60,32(\text{км})$$

Результати розрахунку наведені у табл. 1.3

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		11

Таблиця 1.3 – Дійсні довжини ліній

Відрізок лінії	Довжина на карті, мм	Коефіцієнт нелінійності	Дійсна довжина, км
0-4	26	1,16	60,32
0-1	33,302	1,16	77,261
1-3	14,142	1,16	32,809
2-3	28,792	1,16	66,797
1-2	26,249	1,16	60,898
1-5	9,434	1,16	1,094
5-6	30,0167	1,16	3,482

#### 1.4 Визначення потоків потужності

Визначення попереднього поточкорозподілу потужності в кожному з намічених варіантів виконується при наступних припущеннях [4, с. 9].

1. В розрахунковому навантаженні кожної споживчої підстанції на стороні вищої напруги враховується лише навантаження на вторинній стороні трансформаторної підстанції, тобто приймається, що в трансформаторах відсутні втрати потужності, не враховуються ємнісні потужності ліній.

2. Замкнуті мережі вважаються однорідними, що дає можливість визначати поточкорозподіл на ділянках мережі за довжиною ліній (з урахуванням нелінійності траси).

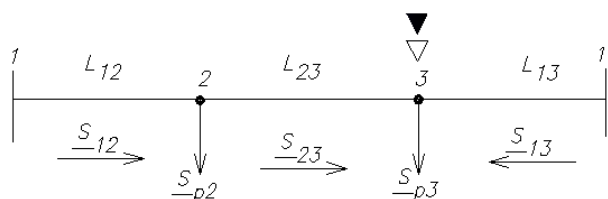


Рисунок 1.2 – Розрахунок потужностей у замкненій мережі

Проводимо розрахунок потоків потужностей:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{P2} (L_{23} + L_{13}) + \underline{S}_{P3} \cdot L_{13}}{L_{12} + L_{23} + L_{13}};$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{P2};$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{P3} - \underline{S}_{23}.$$
(1.2)

Виконуємо перевірку розрахунків:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} &= \underline{S}_{P2} + \underline{S}_{P3}; \\ \underline{S}_{P3} - \underline{S}_{13} - \underline{S}_{23} &= 0; \\ \underline{S}_{P2} + \underline{S}_{23} - \underline{S}_{12} &= 0. \end{aligned} \quad (1.3)$$

Таблиця 1.4 – Результати розрахунку поточкорозподілу для мережі

Ділянка	N	L, км	P <sub>н</sub> , (МВАр)	Q <sub>н</sub> , (МВАр)
0-4	2	60,32	58	19,064
0-1	2	77,261	151,085	112,715
1-3	1	32,809	63,965	46,053
2-3	1	66,797	4,035	3,178
1-2	1	60,898	30,035	21,326
1-5	2	1,094	1,085	0,408
5-6	1	3,482	0,558	0,183

### 1.5 Вибір номінальної напруги

Номінальна напруга  $U_{\text{ном}}$  електричної мережі вибирається одночасно з вибором схеми мережі, із порівнянням суміжних напруг у межах прийнятої в районі, що розглядається, шкали.

Основними факторами, що визначають вибір оптимального значення номінальної напруги окремих ліній мережі, слугують, як відомо, довжина і її пропускна здатність (потужність, що передається). [2]

Доцільна напруга лінії електропересилання може бути наближено обчислена за емпіричною формулою Ілларіонова:

$$U_i = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_i} + \frac{2500}{P_i}}} \quad (1.4)$$

де  $L_i$  - довжина лінії, км;  $P_i$  - активна потужність, МВт.

Проводячи розрахунки для всіх ліній (ділянок) кожної запропонованої схеми, запишемо у табл. 1.5

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
						13
<i>Изм.</i>	<i>ст</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Таблиця 1.5 – Результати розрахунку напруг для схеми

Відрізок лінії	0-4	0-1	1-2	1-3	2-3	1-5	5-6
n, шт	2	2	1	1	1	2	1
U, кВ	102,871	158,98	104,573	135,677	39,936	14,051	14,706
U <sub>ном</sub> , кВ	220	220	110	110	110	10	10

### 1.6 Вибір перерізу проводів

Переріз проводів повітряних ліній вибирається за нормативними узагальненими показниками – за економічними струмовими чи потужнісними інтервалами.

Загалом прийнято визначати перерізи проводів за економічними струмовими інтервалами, а не за Як. Переріз вибирається більшим, чим зменшуються втрати енергії та напруги під час експлуатації мережі. [6]

Розрахункове струмове навантаження лінії визначається:

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T \quad (1.5)$$

де  $I_5$  – струм ліній на п'ятий рік її експлуатації в номінальному експлуатаційному режимі, А;  $\alpha_i$  – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження з роками експлуатації лінії, в.о.;  $\alpha_T$  – коефіцієнт, який враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії  $T_{max}$ , а також потрапляння цього максимуму в максимум енергосистеми, в.о.

Марка проводу обирається відповідно до проектної практики, прийнятої при відсутності достатньої інформації для точного розв'язку.. Тому переріз проводів електричних мереж обираємо за економічною густиною струму ( $J_{ек}=(1\div 1,3) \text{ А/мм}^2$ ). [6, с.22]

Розраховуємо струм лінії в режимі найбільших навантажень на п'ятий рік експлуатації ( $I_5$  або  $I_{max}$ ) та переріз проводу ( $F_e$ )

$$I_5 = \frac{S_{max}}{n_i \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad F_e = \frac{I_5}{j_e} \quad (1.6)$$

де  $j_e$  – нормована густина струму для кабелю залежить від району, типу кабелю та часу використання максимального навантаження  $T_{max}$  (год), А/мм<sup>2</sup>.

Вибраний переріз проводів перевіряється за  $I_{доп}$  як у нормальному, та і в післяаварійному режимах

$$I_{доп} \geq I_P; I_{доп} \geq I_{н.а} \quad (1.7)$$

Таблиця 1.6 – Вибір перерізів проводів схеми мережі

Лінія	U <sub>ном.</sub> , кВ	N	S <sub>M</sub> , МВА	I <sub>P</sub> , А	Провід	I <sub>доп.</sub> , А
0-4	220	2	61,053	80,111	АС-240/32	605
0-1	220	2	188,498	247,339	АС-240/32	605
1-3	110	1	78,819	413,69	АС-185/29	510
2-3	110	1	5,137	26,96	АС-185/29	510
1-2	110	1	36,836	193,341	АС-185/29	510
1-5	10	2	1,159	33,462	СИП 1×35	200
5-6	10	1	0,587	33,912	СИП 1×35	200

Таблиця 1.7 – Параметри схеми заміщення лінії

Лінія	Провод	L, км	N	R <sub>л</sub> , Ом	X <sub>л</sub> , Ом	V <sub>л</sub> ·10 <sup>-6</sup> , Ом	Q <sub>B</sub> , МВАр
0-4	АС-240/32	60,32	2	3,649	13,12	1,568	8,384
0-1	АС-240/32	77,261	2	4,674	16,804	2,009	10,739
1-3	АС-185/29	32,809	1	5,315	13,55	-	-
2-3	АС-185/29	66,797	1	10,821	27,587	-	-
1-2	АС-185/29	60,898	1	9,865	25,151	-	-
1-5	СИП 1×35	1,094	2	0,54	-	-	-
5-6	СИП 1×35	3,482	1	3,433	-	-	-

### 1.7 Вибір трансформаторів на підстанціях

Вибір кількості трансформаторів (автотрансформаторів) залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів і є, таким чином, техніко-економічною задачею.

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання знижуючих підстанцій у нормальних режимах з урахуванням реального графіка та коефіцієнта початкового навантаження, а також температури оточуючого середовища не входить до задачі даного проекту. [2]

У відповідності з практикою проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися за умови допустимого перенавантаження у післяаварійних режимах до 40% (на період максимуму загальної добової продовженості не більше 5 годин на протязі не більше 6 діб). [2, с. 16]

$$S_{\text{спож}} = \frac{P, \text{МВт}}{\cos\varphi} \quad (1.8)$$

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
						16
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		



$$S_{T \text{ розр}} = \frac{S_{\text{спож}}}{1.4} \quad (1.9)$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження для кожної підстанції і враховуємо, те які категорії споживачів задані.

$$K_3 = \frac{S_{m. \text{розр}}}{n_T \cdot S_{m. \text{ном}}} \quad (1.10)$$

Також для одно трансформаторних ТП його значення не повинно перевищувати 0.9, а для двотрансформаторних ТП – 0.4÷0.7.

Результати розрахунків вибору кількості і потужності трансформаторів, необхідних для встановлення на всіх ПС, показані в табл. 3.5.

Таблиця 1.8 – Результати розрахунку для вибору трансформаторів

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживачів	$S_{T. \text{розр}}$ , МВА	$S_{T. \text{ном}}$ , МВА	$K_3$	Кількість ТР
1	71,79	I	51,282	АТДЦТ-63000/220/110	0,56	2
2	31,70	I	22.648	ТД-40000/110	0,40	2
3	83,95	III	59.96	ТДЦ-125000/110	0,67	1
4	61,05	II	43.60	ТРДЦН-63000/220	0,48	2
5	0,572	II	0,409	ТМ-0,63/10	0,45	2
6	0,587	III	0,419	ТМ-1/10	0,58	1

Згідно отриманих значень знаходимо у каталожних даних відомості про трансформатори [9, с. 17] або [10, с. 194].

Таблиця 1.9 – Технічні дані трансформаторів

№ ПС	$S_N$ , МВА	$\Delta P_K$ , кВт	$U_K$ , %	$\Delta P_X$ , кВт	$I_X$ , %
1	63	215	11; 35,7; 21,9	45	0,5
2	40	160	10,5	50	0,65
3	125	400	10,5	120	0,55
4	63	300	12	82	0,8
5	0,63	8,5	5,5	1,31	3,0
6	1	11	5,5	2,1	1,4

Опір трансформаторів  $R_T$  та  $X_T$ , втрати холостого ходу:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2}; \quad X_T = \frac{u_k (\%) \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} \quad (1.11)$$

$$\Delta S_{xx} = \Delta P_{xx} + j \left( \frac{I_x (\%) \cdot S_{ном}}{100} \right)$$

Таблиця 1.10 – Параметри трансформаторів

№ ПС	$S_H$ , МВА	N	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$\Delta P_{xx}$ , МВА	$\Delta Q_{xx}$ , МВА
1	63	2	0,7	52; 0; 97,8	0,09	0,63
2	40	2	0,73	19,2	0,1	0,52
3	125	1	0,37	12,3	0,612	0,688
4	63	2	1,95	50,35	0,164	1,008
5	0,63	2	1,07	4,25	0,003	0,028
6	1	1	1,1	5,36	0,002	0,014

*Примітка для ПС-1 де встановлено автотрансформатор, у відповідних таблицях наведені дані для всіх обмоток. Також параметри трансформаторів визначені з урахуванням їх кількості.*

#### 1.8 Складання схеми заміщення районної мережі

Схема заміщення районної мережі об'єднує заміщення трансформаторів підстанцій, ліній електропередачі, що компенсують, генератори відповідно до комутаційної схеми системи.

Схема заміщення обраної енергосистеми приведена на рис. 1.3.

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		18

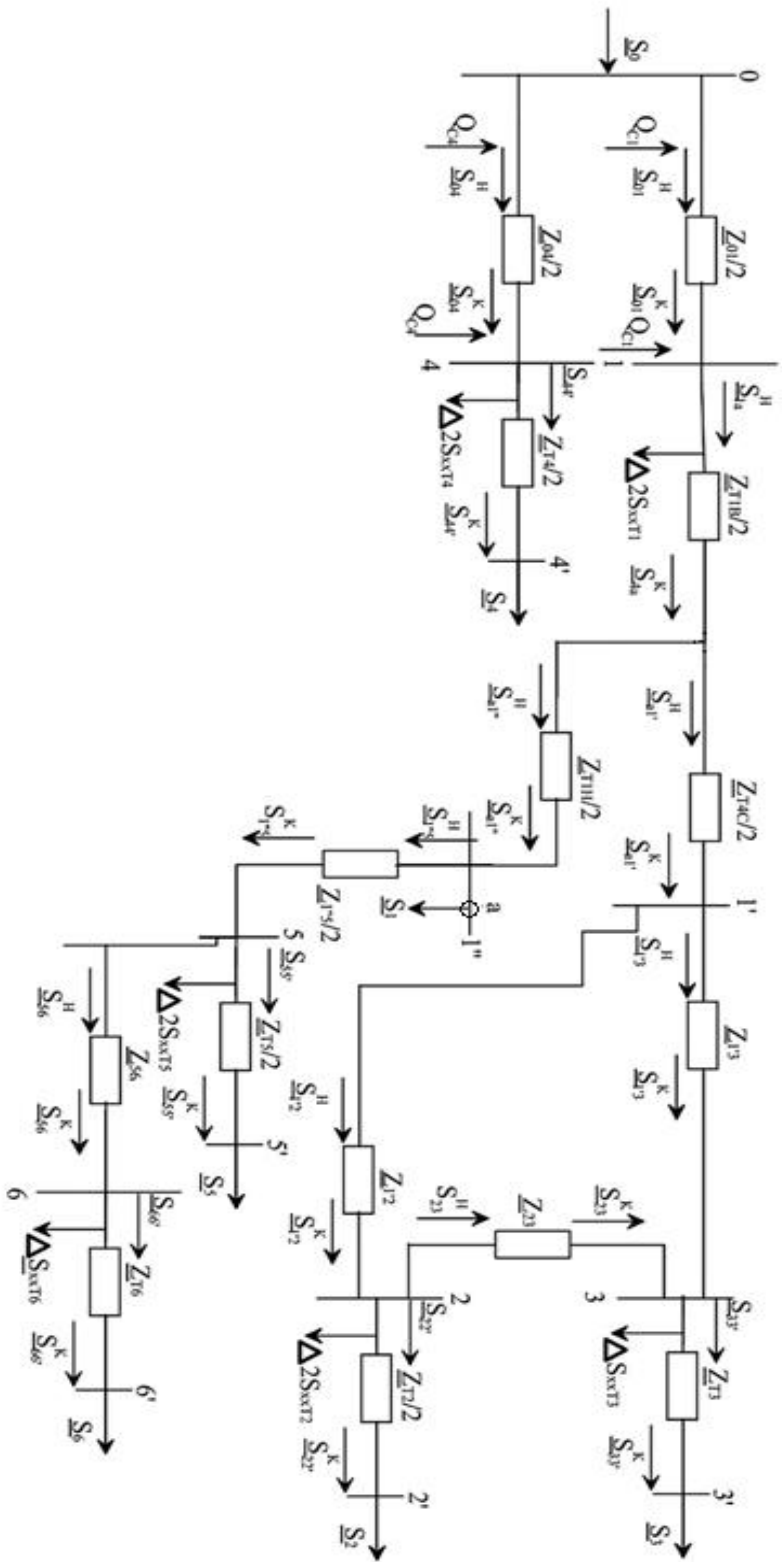


Рисунок 1.3 – Схема заміщення електричної мережі

Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата

Всі параметри схеми заміщення обчислюються в іменованих одиницях за питомими параметрами для повітряних ліній і паспортними даними для трансформаторів за формулами [5]:

- для  $n$  повітряних ліній:

$$\underline{Z}_L = \frac{r_0 \cdot l + x_0 \cdot l}{n}; \quad Q_C = \frac{b_L \cdot U_H^2}{2} = \frac{n \cdot b_0 \cdot l \cdot U_H^2}{2} \quad (1.12)$$

де  $n$  – кількість ланцюгів у лінії.

- для 2 паралельно працюючих трансформаторів:

$$\Delta S_{xx} = 2(\Delta P_{xx} + j\Delta Q_{xx}) \quad (1.13)$$

Визначенні параметри схеми заміщення зображуємо на рис. 1.3.

### 1.9 Електричний розрахунок

Потужність у кінці лінії:

$$\underline{S}_L^K = \underline{S}_L + \Delta S_T - jQ_C \quad (1.14)$$

Втрати у лінії:

$$\Delta S_L = \frac{(\underline{S}_L^K)^2}{U_H^2} \underline{Z}_L \quad (1.15)$$

Втрати у трансформаторі:

$$\Delta S_T = \frac{(\underline{S}_T^K)^2}{U_{BH}^2} \underline{Z}_T \quad (1.16)$$

Потужність на початку лінії:

$$\underline{S}_L^H = \underline{S}_L^K + \Delta S_L \quad (1.17)$$

Потік потужності у лінії:

$$\underline{S}_L = \underline{S}_L^H - jQ_C \quad (1.18)$$

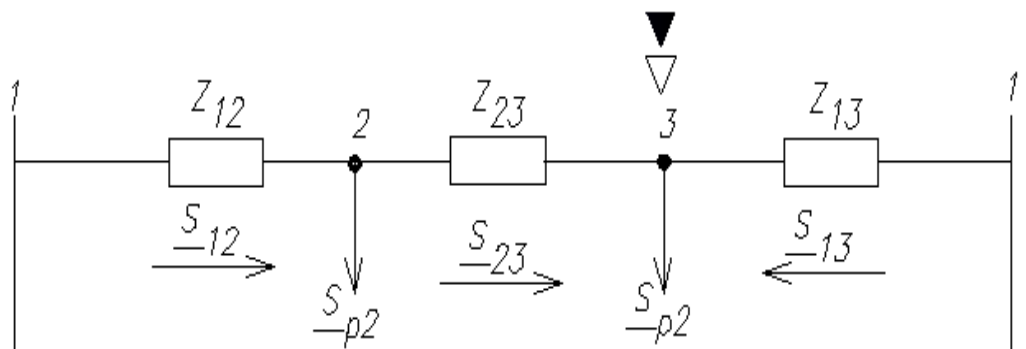


Рисунок 1.4 – Схема заміщення замкненої електричної мережі схеми

Використовуємо формули 1.2 для розрахунку даної замкненої мережі, однак замість довжин ліній, використовуємо спряжені опори ділянок. Перевірки виконуємо згідно першого закону Кірхгофа, яка вказано була вище у формулі 1.3.

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{P2} (\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{13}^*) + \underline{S}_{P3} \cdot \underline{Z}_{13}^*}{\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{13}^*},$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{P2},$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{34} - \underline{S}_{23}.$$
(1.19)

Виконуємо перевірку розрахунків:

$$\underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} = \underline{S}_{P2} + \underline{S}_{P3},$$

$$\underline{S}_{P3} - \underline{S}_{13} - \underline{S}_{23} = 0,$$

$$\underline{S}_{P2} + \underline{S}_{23} - \underline{S}_{12} = 0.$$
(1.20)

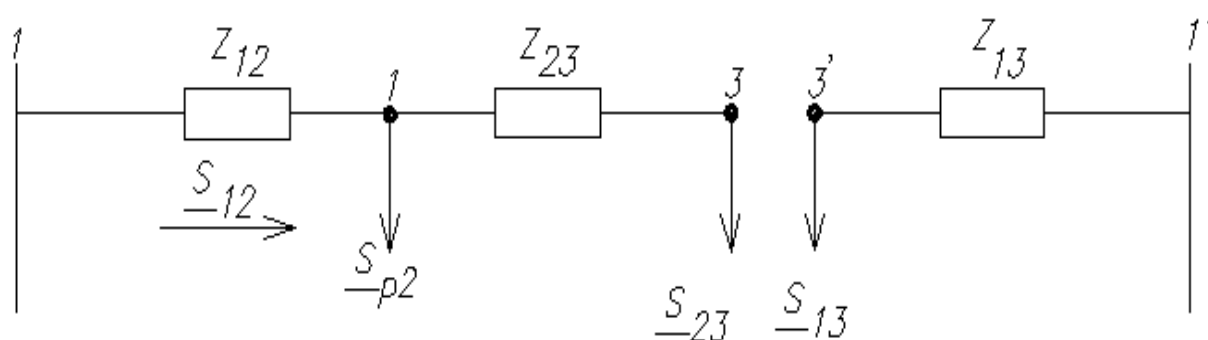


Рисунок 1.5 – Направлення потужностей у точці співпадіння потокорозподілу активної та реактивної потужності

Результати розрахунку потужностей та напруги у вузлах наведені у табл.

1.11

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		21

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	$S_i^K$ , МВА	$S_i^H$ , МВА
6-6'	0,558+j0,183	0,566+j0,226
5-6	0,566+j0,226	0,587+j0,226
5-5'	0,527+j0,225	0,535+j0,275
1''-5	1,122+j0,501	1,129+j0,501
a-1''	1,129+j0,501	1,129+j0,503
4-4'	58+j19,064	58,166+j20,13
0-4	58,166+j11,745	58,171+j3,377
3-3'	68+j49,231	68,122+j49,989
2-2'	26+j18,148	26,102+j18,71
1'-3	64,1+j46,869	64,135+j46,958
2-3	4,022+j3,12	4,026+j3,131
1'-2	30,128+j21,841	30,158+j21,918
a-1'	94,293+j68,877	94,295+j68,877
1-a	154,424+j114,307	151,516+j115,124
0-1	151,516+j104,385	151,534+j93,709
	$S_0$ , МВА	209,705+j97,086

### 1.10 Напруги у вузлах мережі

Вихідною інформацією для визначення рівня напруг є потекорозподіл у мережі і відповідні параметри ділянок мережі. Величину рівня напруги на джерелі обираємо  $U_H=242$  кВ. Гранично  $U_H$  не повинна перевищувати номінальну напругу мережі більше, ніж на 10 %.

По відомій напрузі на одному з кінців лінії напругу другого кінця можна визначити по наступних виразах [7, с. 40]:

- напруга  $U_1$  на початку ділянки (гілки) лінії, що не має відгалужень, при передачі активної потужності від початку до кінця

$$U_1 = U_2 + \Delta U_2 + j\delta U_2 = U_2 + \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^K X_{12}}{U_2} + j \frac{P_{12}^K X_{12} + Q_{12}^K R_{12}}{U_2} \quad (1.21)$$

- напруга  $U_2$  в кінці ділянки за параметрами режиму на початку ділянки

$$U_2 = U_1 - \Delta U_1 + j\delta U_1 = U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} + j \frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1} \quad (1.22)$$

де  $\Delta U$  і  $\delta U$  - повздовжня і поперечна складові падіння напруги в гілці;  $P_{12}^H$ ,  $Q_{12}^H$ ,  $P_{12}^K$ ,  $Q_{12}^K$  - потужності відповідно на початку і кінці ділянки мережі.

Модулі напруги

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2)^2 + (\delta U_2)^2}$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_1)^2 + (\delta U_1)^2}$$
(1.23)

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Показники/ Ділянка мережі	Опір ділянки $R+jX$ , Ом	Потужність на початку ділянки $P+jQ$ , МВ·А	Напруга на початку у ділянці, кВ	Напруга в кінці ділянки, кВ	$U_{ном}$ , кВ	Відхилення $U$ від $U_{ном}$ $\delta$ , %
0-4	3,649+j13,12	58,171+j3,377	242	240,96	220	+9,518
0-1	4,674+j16,804	151,534+j93,709	242	232,729	220	+5,786
1-3	5,315+j13,55	64,135+j46,958	120,785	112,694	110	+2,449
2-3	10,821+j27,587	4,026+j3,131	113,757	112,694	110	+2,449
1-2	9,865+j25,151	30,158+j21,918	120,785	113,757	110	+3,415
1-5	0,54	1,129+j0,501	10,021	9,96	10	-0,4
5-6	3,433	0,587+j0,226	9,96	9,758	10	-2,42

### 1.11 Регулювання напруги для схеми

У цьому розділі вирішується завдання забезпечення у споживачів відхилення напруги, що відповідають ГОСТу 13109-97. При цьому, на шинах підстанцій напругою 6–20 кВ, до яких приєднані розподільні мережі, напруга в період максимальних навантажень повинна бути не нижче 105 % від номінальної напруги мережі, а в період найменших навантажень – рівна номінальній. [1, с. 27-28]

У зв'язку з вищевикладеним у проекті напруга на нижчій стороні підстанцій 1–4 в режимі максимальних навантажень повинна бути не менше 105 % від номінальної, в режимі мінімальних навантажень – 100 %, у післяаварійному режимі доцільно 100 %, але не нижче 95 % номінальної.

На шинах напругою до 1 кВ споживачів 5 і 6 у всіх режимах відхилення напруги не повинні виходити за межі  $\pm 5$  % від номінальної. [5]

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		23

Кількість робочих відгалужень понижуючих трансформаторів

$$n_{\text{отл.жел.}} = \left( \frac{U'_{\text{НН}} U_{\text{НН}}}{U_{\text{н.жел}} U_{\text{ВН}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}} \quad (1.24)$$

де  $U_{\text{НН}}$ ,  $U_{\text{ВН}}$  – номінальні напруги обмоток НН і ВН, кВ;  $U_{\text{н.жел}}$  – бажана напруга на шинах НН, кВ;  $\Delta U_{\text{отв}}$  – ступінь регулювання напруги у %.

Дійсна напруга на шинах НН:

$$U_{\text{Н}} = \frac{U'_{\text{НН}} U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}} \left( 1 + n_{\text{отв}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)} \quad (1.25)$$

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку напруг на ПС і вибору відгалужень для досягнення необхідних напруги

Показники	Номер ПС					
	1	2	3	4	5	6
Напруга на стороні ВН, кВ	232,729	113,757	112,794	240,96	9,96	9,758
Напруга на стороні НН, приведена до ВН $U_i^B$ , кВ	206,312	110,432	107,015	236,587	9,903	9,694
Розрахована напруга на стороні НН $U_{iH}$ , кВ	108,538	10,039	9,286	11,315	0,377	0,369
$U_{\text{номНН}}$ , кВ	121	11	10,5	11	0,4	0,4
Відхилення $U$ від $U_{\text{ном}}$ $\delta$ , %	-10,299	-8,736	-11,562	+2,864	-5,75	-7,75
Обране відгалуження РПН $\pm n \cdot \delta U$ %	-5×2%	-	-	+2×1,5%		
Дійсна напруга на стороні НН, кВ	120,785	10,41	9,775	10,985		

1.12 Сумарні втрати в мережі

										ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата							24



Для ПЛ завдовжки до 500 км активні поперечні провідності малі, тому втрати активної потужності в подовжній гілці схеми заміщення ділянки мережі [7, с. 21] визначаються по формулі

$$\Delta P_{л} = \left( \frac{S_{л. \max}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{л} \quad (1.26)$$

де  $S_{л. \max}$  – найбільша потужність у лінії, МВА;  $U_{ном}$  – номінальна напруга лінії, кВ;  $R_{л}$  – активний опір самої ділянки, Ом.

Річні втрати електроенергії для ПЛ з  $U_n \leq 220$  кВ

$$\begin{aligned} \Delta W_{л} &= \Delta P_{л} \cdot \tau; \\ \tau &= (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \end{aligned} \quad (1.27)$$

де  $\tau$  – час максимальний втрат, год;  $T_{нб}$  – час найбільшого використання максимального навантаження, год/рік.

Якщо від вузла відходить дві або більше ділянок (лінії), то є необхідність у перерахунку значення  $T_{нб}$ .

$$T_{нбi} = \frac{\prod_{i=1}^k P_i \cdot T_{нбi}}{\sum_{i=1}^k P_i} \quad (1.28)$$

Втрати активної потужності в трансформаторах кожної підстанції розраховують з використанням каталожних даних по виразах [7, с.22]:

- для двохобмоточних трансформаторів

$$\Delta P_T = n_T \cdot \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{ном.тр.}} \right)^2 \quad (1.29)$$

де  $S_{\max}$  - модуль потужності навантаження в режимі, що розраховується, МВА;  $S_{ном.тр.}$  - номінальна потужність трансформатора, МВА;  $n_T$  - число однакових трансформаторів на підстанції;

- для трьохобмоточних трансформаторів

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \cdot \left[ \Delta P_{K.ВН} \cdot \left( \frac{S_B}{S_{ВН}} \right)^2 + \Delta P_{K.СН} \cdot \left( \frac{S_C}{S_{СН}} \right)^2 + \Delta P_{K.НН} \cdot \left( \frac{S_H}{S_{НН}} \right)^2 \right] + n_T \cdot \Delta P_X \quad (1.30)$$

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		25

де  $S_B, S_C, S_H$ - навантаження відповідно обмоток ВН, СН і НН трансформаторів, МВА;  $S_{BH}, S_{CH}, S_{NH}$  - номінальні потужності відповідних обмоток, МВА.

Втрати  $\Delta P_{X\Sigma}, \Delta P_{K\Sigma}$ - розраховують окремо, оскільки річні втрати електроенергії в трансформаторах підстанцій споживачів визначають по формулі[6]

$$\Delta W_{T\Sigma} = \Delta P_{X\Sigma} \cdot T + \Delta P_{K\Sigma} \cdot \tau \quad (1.31)$$

То ж провидимо визначення втрат як у ділянках мережі, так і у трансформаторах, результати зводимо у табл. відповідно для схеми.

Таблиця 1.14 – Втрати у схемі

Ділянка мережі	$T_{нб},$ год	$P,$ МВт	$\Delta W_{л},$ МВт·год
0-1	4273	3,066	8162,118
0-4	5980	0,256	1169,015
1-3	4610	2,775	8320,542
1-2	3520	1,133	2249,287
2-3	4610	0,023	69,754
1-5	5240	0,008	30,254
5-6	4020	0,014	32,909
$\Delta W_{л\Sigma}$			20033,878
ПС		$\Delta W_{т},$ МВт·год	
1		3399,582	
2		978,351	
3		1599,131	
4		2003,284	
5		34,386	
6		40,505	
$\Delta W_{т\Sigma}$		8055,239	

$$\Delta W_A = \Delta W_{л\Sigma} + \Delta W_{т\Sigma} = 28089,117 \text{ МВт}\cdot\text{год}$$

### 1.13 Аварійний режим роботи електричної схеми

Післяаварійні режими мережі розглядаються для найважчих випадків (відключення одного ланцюга двох ланцюгової лінії, вихід одного з трансформаторів, відключення головної ділянки замкнутого ланцюга і т.д.) при максимальних навантаженнях. Розрахунок параметрів режиму виконується аналогічно розрахунку в нормальному режимі.

Приймаємо, що обривається один із проводів на ділянці 0-1. Та перевіряємо, чи витримає залишений провід аварійне навантаження. На схемі рис. 1.3 опір ділянки 0-1 позначимо замість  $Z_{01}/2 - Z_{01}$ , опір ділянки зростає.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунків потужностей під час аварійного режиму

Ділянка	$S_i^K$ , МВА	$S_i^H$ , МВА
6-6'	0,558+j0,183	0,558+j0,226
5-6	0,566+j0,226	0,587+j0,226
5-5'	0,527+j0,225	0,535+j0,275
1''-5	1,122+j0,501	1,129+j0,501
a-1''	1,129+j0,501	1,129+j0,503
4-4'	58+j19,064	58,166+j20,13
0-4	58,166+j11,745	58,171+j3,377
3-3'	68+j49,231	68,122+j49,989
2-2'	26+j18,148	26,102+j18,71
1'-3	64,1+j46,869	64,135+j46,958
2-3	4,022+j3,12	4,026+j3,131
1'-2	30,128+j21,841	30,158+j21,918
a-1'	94,293+j68,877	94,295+j68,877
1-a	151,424+j114,307	151,516+j115,124
0-1	151,516+j109,754	151,552+j104,515
$S_0$ , МВА		209,723+j107,891

Перевіряємо ділянку 0-3, на виконання умови  $I_{доп} \geq I_{розр}$ . Знаходимо розрахунковий струм для неї  $I_{розр} = 483,127 \text{ А}$ . Порівнюємо значення з допустимим, яке прийняли згідно перерізу і має, що умова виконується  $605 \text{ А} \geq 483,127 \text{ А}$ . Дана мережа із відповідними параметрами допустима для аварійного режиму. [8]

Таблиця 1.16 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі при аварійному режимі

Показники/ Ділянка мережі	Опір ділянки $R+jX$ , Ом	Потужність на початку ділянки $P+jQ$ , МВ·А	Напруга на початку у ділянці, кВ	Напруга в кінці ділянки, кВ	$U_{ном}$ , кВ	Відхилення $U$ від $U_{ном}$ $\delta$ , %
0-4	3,649+j13,12	58,171+j3,377	242	240,96	220	+9,518
0-1	9,349+j33,60	151,552+j104,51	242	222,283	220	+1,038
1-3	5,315+j13,55	64,135+j46,958	122,105	114,102	110	+3,729
2-3	10,821+j27,58	4,026+j3,131	115,153	114,102	110	+3,729
1-2	9,865+j25,15	30,158+j21,918	122,105	115,153	110	+4,685
1-5	0,54	1,129+j0,501	9,906	9,845	10	-2,1
5-6	3,433	0,587+j0,226	9,64	9,576	10	-4,24

#### 1.14 Регулювання напруги у післяаварійному режимі

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		28

Таблиця 1.17 – Результати розрахунку напруг на ПС при аварійному режимі

Показники	Номер ПС					
	1	2	3	4	5	6
Напруга на стороні ВН, кВ	222,283	109,057	107,953	240,96	9,906	9,787
Напруга на стороні НН, приведена до ВН $U_i^B$ , кВ	194,964	105,588	102,024	236,587	9,787	9,576
Розрахована напруга на стороні НН $U_{iH}$ , кВ	102,389	9,599	8,854	11,315	0,373	0,365
$U_{ном}$ , кВ	121	11	10,5	11	0,4	0,4
Відхилення $U$ від $U_{ном}$ $\delta$ , %	-15,381	-12,736	-19,518	+2,864	-6,75	-8,75
Обране відгалуження РПН $\pm n \cdot \delta U$ %	-6×2%	-2×1,5%	- 2×1,78 %	+2×1,5 %	-	-
Дійсна напруга на стороні НН, кВ	116,352	9,953	9,319	10,985	-	-

### 1.15 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми

Послідовність розрахунків нормального режиму при мінімальних навантаженнях така ж, як і режиму при максимальних навантаженнях. Але потужності, надходять до споживачів беремо із нової таблиці навантажень, з урахуванням частки всіх навантажень у мінімальному режимі  $P_{min}$  щодо максимального, за формулою[6]:

Таблиця 1.18 – Значення мінімальних навантажень в мережі

№	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
$\underline{S}_{max}$	56+j44,928	26+j18,148	68+j49,231	58+j19,064	0,527+j0,225	0,558+j0,183
$k_{min}$	0,5					
$\underline{S}_{min}$	28+j22,464	13+j9,074	34+j24,616	29+j9,532	0,264+j0,112	0,279+j0,092

$$\underline{S}_{min} = \underline{S}_{max} \cdot k_{min} \quad (1.32)$$

Для забезпечення економічного режиму роботи мережі рівень напруги в режимі мінімальних навантажень повинен бути нижчим, ніж у режимі максимальних навантажень. [6] Схема, заміщення залишається тією ж самою як і для нормального режиму – рис. 1.3

Таблиця 1.19 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі при мінімальному навантаженні

Показники/ Ділянка мережі	Опір ділянки $R+jX$ , Ом	Потужність на початку ділянки $P+jQ$ , МВ·А	Напруга на початку ділянки, кВ	Напруга в кінці ділянки, кВ	$U_{ном}$ , кВ	Відхилення $U$ від $U_{ном}$ $\delta$ , %
0-4	3,649+j13,12	29,165+j2,184	220	219,893	220	-0,049
0-1	9,349+j33,60	75,925+j37,05	220	215,615	220	-1,993
1-3	5,315+j13,55	32,134+j23,85	120,345	116,24	110	+5,673
2-3	10,821+j27,58	2,006+j1,517	116,766	116,24	110	+5,673
1-2	9,865+j25,15	15,123+j11,19	120,345	116,766	110	-6,151
1-5	0,54	0,567+j0,271	10,074	10,044	10	+0,44
5-6	3,433	0,295+j0,12	10,044	9,943	10	-0,57

Таблиця 1.20 – Результати розрахунку напруг на ПС при мінімальному навантаженні

Показники	Номер ПС					
	1	2	3	4	5	6
Напруга на стороні ВН, кВ	215,615	116,766	116,24	219,893	10,044	9,934
Напруга на стороні НН, приведена до ВН $U_i^B$ , кВ	201,139	115,103	113,45	217,314	10,015	9,912
Розрахована напруга на стороні НН $U_{iH}$ , кВ	105,817	10,464	9,836	9,835	0,382	0,378
$U_{ном}$ , кВ	121	11	10,5	11	0,4	0,4
Відхилення $U$ від $U_{ном}$ $\delta$ , %	-12,548	-4,873	-6,324	-10,59	-4,5	-5,5
Обране відгалуження РПН $\pm n \cdot \delta U$ %	-6×2%	- 2×1,78%	- 2×2,5%	- 6×1,78%	-	-
Дійсна напруга на стороні НН. кВ	120,246	10,85	10,353	10,715	-	-

Детально проаналізуємо схему : ділянки 0-3 та 0-4 відносяться до класу напруги 220 кВ, кільцева мережа – клас напруги 110 кВ, споживачі 5 і 6 забезпечуються електричною енергією СПами 1×35 класу 10 кВ, це відкидає можливість грабіжу електричної енергії. Є питання модернізації електричної схеми, так наприклад для споживачів 5 і 6 перейти на ПЛ 20 кВ. В роботі відсутня така реалізація, оскільки немає можливості понизити напруги 110 кВ до 20 кВ, бо на ПС-1 встановлено автотрансформатор із можливістю отримання НН (6,6; 11; 27,5; 38,5 кВ) найближче 11 кВ для нас, оскільки на підставі розрахунку формули Ілларіонова отримали 14 кВ для ділянки 1-5 та 5-6, що відповідає класу напруги 10 кВ. Іншою складністю є знаходження необхідного трансформатору класу 20 кВ, бо є вітчизняні типи на 10 кВ та 35 кВ. На ПС-1, так і на ін.(за виключенням ПС-5 і ПС-6) виконувалося регулювання напруги за допомогою РПН з боку СН, а на стороні НН встановлено лінійний регулятор ЛТДН-4000/10 що забезпечує регулювання НН згідно [3, с. 31-32]. Ступені РПН обрані відповідно до каталожних даних трансформаторів, в деяких випадках обчислена ступень регулювання була більша за реальну ( $\pm 2$  або  $\pm 6$ ), тому бралось максимально кінцеве значення.

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
<i>Изм.</i>	<i>ст</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		31

## 2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

Вихідні дані:

1. Номінальне навантаження споживачів, приєднаних на стороні низької напруги (НН) підстанції.
2. Потужність КЗ системи.
3. Реактивні опори ліній зв'язку із енергосистемою.
4. Добовий графік навантаження споживачів підстанції.
5. Живильні лінії ( $L_1$  та  $L_2$ ) виконані проводом марки АС-185/29.

### 2.1 Вибір потужності силових трансформаторів підстанції

Вихідні дані: номінальні напруги  $U_{ВН}=110$  кВ,  $U_{НН}=10$  кВ, тип підстанції – прохідна, живиться від енергосистеми двома повітряними лініями.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для проектування

Тип трансформатора	$X_T, \text{Ом}$	$S_{\text{спож}}, \text{МВА}$	$X_{L1}, \text{Ом}$	$X_{L2}, \text{Ом}$	$S_c, \text{МВА}$	$t, \text{°C}$
ТД-40000\110	38,4	31,70	13,55	25,151	3100	0

Таблиця 2.2 – Навантаження споживачів протягом доби

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{\text{нав}}, \%$	40	60	55	80	90	75	75	100	100	130	140	110
$S_{\text{нав}}, \text{МВА}$	12,6	19	17,4	25,3	28,5	23,7	23,7	31,7	31,7	41,2	44,3	34,8

Повна потужність навантаження підстанції становить:

$$S_{\text{спож}} = \frac{P_{\text{ном.нав}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} \quad (2.1)$$

$$S_{\text{спож}} = \frac{P_{\text{ном.нав}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{26}{0.82} = 31,70 \text{ МВА}$$

<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>										
<b>Змн.</b>	<b>Арк.</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Підпис</b>	<b>Дата</b>						
Розроб.		Лихвар В.А.								
Керівник		Василега П.О.								
Консульт.										
Н. контр.										
Затверд.		Лебединський І.Л.								
Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них										
<table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;"><b>Літ.</b></td> <td style="width: 10%;"><b>Арк.</b></td> <td style="width: 10%;"><b>Аркушів</b></td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">32</td> <td></td> </tr> </table>					<b>Літ.</b>	<b>Арк.</b>	<b>Аркушів</b>		32	
<b>Літ.</b>	<b>Арк.</b>	<b>Аркушів</b>								
	32									



З урахуванням припустимого аварійного перевантаження на 40% понад номінальне значення потужність трансформатора складає:

$$S_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{спож}}}{k_{\text{ан}}} \quad (2.2)$$

$$S_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{спож}}}{k_{\text{ан}}} = \frac{31,70}{1,4} = 22,648 \text{ МВА}$$

Приймаємо стандартну потужність трансформатора 40 МВА.

Знаходимо значення навантажень для кожного періоду часу.

$$S_i = \frac{S_{\text{спож}} \cdot \%}{100} \quad (2.3)$$

За даними табл. 2.2 побудуємо графік навантаження підстанції:

### Графік навантаження

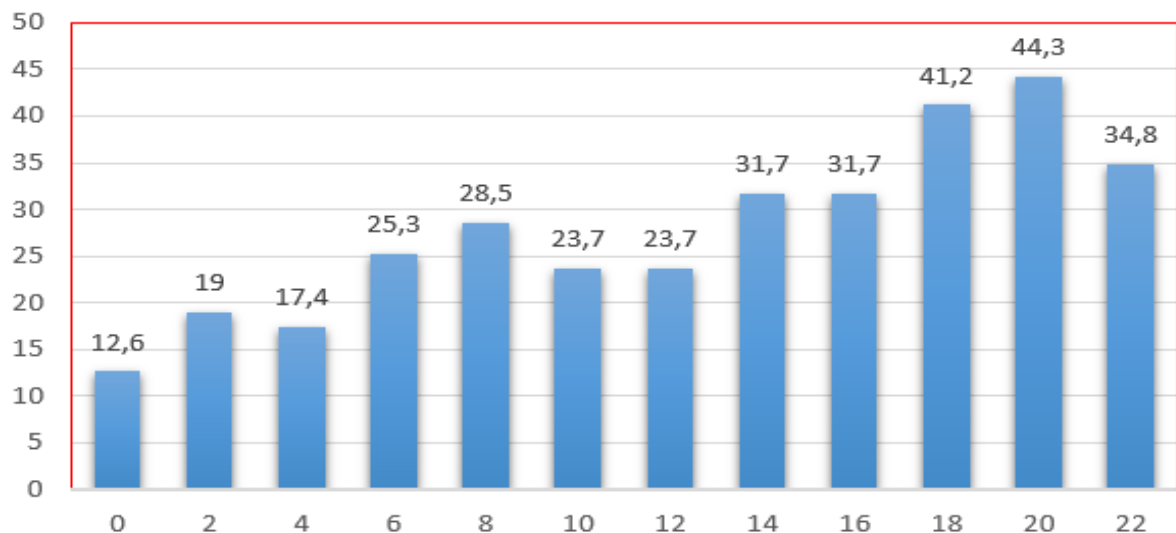


Рисунок 2.1 – Графік навантаження підстанції

Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.4)$$

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.

$$\frac{1}{40} \times \sqrt{\frac{12,6^2 \times 2 + 19^2 \times 2 + 17,4^2 \times 2 + 25,3^2 \times 2 + 28,5^2 \times 2 + 23,7^2 \times 4 + 31,7^2 \times 4 + 34,8^2 \times 2}{2+2+2+2+2+4+4+2}} = 0,643$$

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

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.5)$$

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

$$K_2' = \frac{1}{40} \times \sqrt{\frac{41,2^2 \times 2 + 44,3^2 \times 2}{2 + 2}} = 1,06$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{МАХ} = \frac{S_{МАХ}}{S_{НОМ.ТР}} \quad (2.6)$$

$$K_{МАХ} = \frac{S_{МАХ}}{S_{НОМ.ТР}} = \frac{44,3}{40} = 1,10$$

де  $S_{МАХ}$  – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Оскільки  $K_2' > 0,9K_{МАХ} = 0,9 \times 1,10 = 0,99$ , то остаточно беремо

$$K_2 = K_{2\text{реал}} = 1,06.$$

Згідно значень  $K_1=0,643$  та часу перевантаження  $h=10$  знаходимо у ГОСТ 14209-85 при температурі охолодження  $t_{\text{охол}}=0^\circ\text{C}$ , для трансформатора ТД-40000/110 значення  $K_{2\text{ГОСТ}}=1,5$ . Значення  $K_{2\text{ГОСТ}} > K_{2\text{реал}}$ , тобто обраний раніше трансформатор задовольняє вимогам.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання. Вибір високовольтних апаратів розподільчих пристроїв

Шляхом поступового перетворення схему приводимо до більш простого вигляду – так, щоб кожне джерело живлення з еквівалентною ЕРС були зв'язані з точкою короткого замикання одним опором (рис. 2.2).

						ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата			34

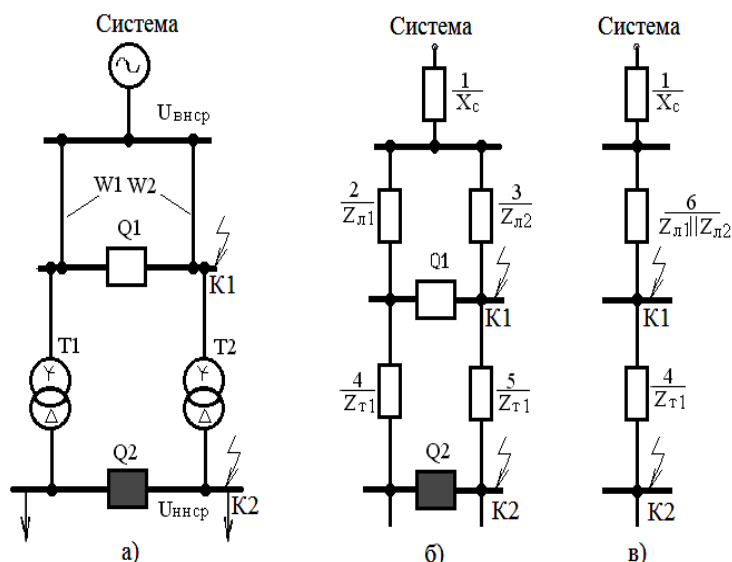


Рисунок. 2.2 – Розрахункова схема (а) і схеми заміщення (б) і (в) для тупикової чи відгалуджуваної підстанції (зафарбовані вимикачі означають їх вимкнутий стан)

Вихідні табличні дані обраного трансформатора приведені в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Табличні дані трансформатора ТД-40000/110

Тип	S <sub>ном.</sub> МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U <sub>ном обмоток</sub> кВ		U <sub>к.</sub> %	ΔP <sub>к.</sub> кВт	P <sub>х.</sub> кВт	I <sub>х.</sub> %	R <sub>т.</sub> Ом	X <sub>т.</sub> Ом	ΔQ <sub>х.</sub> кВАр
			ВН	НН							
ТД-40000/110	40	±2*2,5%	121	3,15;6,3;10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260

Розрахунок струмів КЗ виконується в іменованих одиницях з точним приведенням. U<sub>осн</sub>=U<sub>вн</sub>=110 кВ.

Опір ліній

$$X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{13,55 \cdot 25,151}{13,55 + 25,151} = 8,806 \text{ Ом} \quad (2.7)$$

Опір трансформаторів

$$X_T = \frac{38,4}{2} = 19,2 \text{ Ом} \quad (2.8)$$

Опір системи

$$X_C = \frac{U_{BH}^2}{S_{K3.C}} = 110^2 / 3100 = 3,903 \text{ Ом} \quad (2.9)$$

Періодична складова струму КЗ в точці К<sub>1</sub>

$$I_{K1} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot (X_L + X_C)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (8,806 + 3,903)} = 4,997 \text{ кА} \quad (2.10)$$

Періодична складова струму КЗ в точці К<sub>2</sub>

$$I_{K2} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot (X_L + X_C + X_T)} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (8,806 + 3,903 + 19,2)} \cdot \frac{110}{10} = 21,893 \text{ кА} \quad (2.11)$$

Ударний струм:

$$\text{- в точці К}_1 \ i_y = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 4,997 = 11,378 \text{ кА} \quad (2.12)$$

$$\text{- в точці К}_2 \ i_y = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 21,893 = 49,845 \text{ кА} \quad (2.13)$$

Вважаємо, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму КЗ незмінні у часі, тому через час, рівний часу відключення  $I_{\pi\pi} = I_{K1} = 4,997 \text{ кА}$  для точці К<sub>1</sub>;  $I_{\pi\pi} = I_{K2} = 21,893 \text{ кА}$  для точці К<sub>2</sub>.

Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\pi\pi} \cdot e^{-t/T_a}$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 4,997 \cdot e^{-0.06/0.025} = 0,641 \text{ кА} \quad (2.14)$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot 21,893 \cdot e^{-0.1/0.05} = 4,190 \text{ кА}$$

де  $T_a$  – постійна часу затухання аперіодичної складової;  $T_{a1}=0.025 \text{ с}$ ,  $T_{a2}=0.05 \text{ с}$ ,  $t_1=0.06 \text{ с}$ ,  $t_2=0.1 \text{ с}$ .

Інтеграл Джоуля (термічна стійкість)

$$\text{- в точці К}_1 \ B_k = I_{K1}^2 \cdot (\tau + T_a) = 4,997^2 \cdot (0.06 + 0.025) = 2,123 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.15)$$

$$\text{- в точці К}_2 \ B_k = I_{K2}^2 \cdot (\tau + T_a) = 21,893^2 \cdot (0.1 + 0.05) = 71,896 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.16)$$

										Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ					36

Таблиця 2.4 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Періодична складова струму КЗ в початковий момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Періодична складова струму КЗ в момент спрацювання вимикача, кА	Аперіодична складова струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, кА <sup>2</sup> ·с
Шини 110 кВ (К <sub>1</sub> )	4,997	11,378	4,997	0,641	2,123
Шини 10 кВ (К <sub>2</sub> )	21,893	49,845	21,893	4,19	71,896

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{110\max} = \frac{1.4S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{1.4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ A} \quad (2.17)$$

Струм у колі ввідних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10}^B = \frac{1.4S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{1.4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3233 \text{ A} \quad (2.18)$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{10}^{C.B} = \frac{0.7S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{0.7 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1617 \text{ A} \quad (2.19)$$

Струм у колі лінії, що відходять (приймаємо що відходять 10 лінії)

$$I_{10}^{\text{отх}} = \frac{1.4S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = \frac{1.4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 323 \text{ A} \quad (2.20)$$

Таблиця 2.5 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{\text{м. ном.}} \leq U_{\text{ном.}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	294 А	630 А
$I_{\pi 0} \leq I_{\text{пр. СКВ}}$	4,997 кА	20 кА
$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{СКВ}}$	11,378 кА	52 кА
$I_{\pi\tau} \leq I_{\text{відк. ном.}}$	4,997 кА	20 кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а. ном}}$	0,641 кА	$\sqrt{2} \cdot \frac{45 \cdot 20}{100} = 12.728 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{\tau \text{ ном.}}^2 \cdot t_T$	2,123 кА <sup>2</sup> ·с	20 <sup>2</sup> ·3 кА <sup>2</sup> ·с

Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата
------	----	----------	--------	------

ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ

Арк.

37

Вимикач серії МКП-110Б-630-20У1 задовольняє умовам вибору.

Таблиця 2.6 – Вибір роз'єднувачів на напрузі 110 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном.}$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$i_{уд.} \leq i_{СКВ}$	11,378 кА	80 кА
$B_K \leq I_{\tau ном.}^2 \cdot t_T$	2,123 кА <sup>2</sup> ·с	31.5 <sup>2</sup> ·3 кА <sup>2</sup> ·с

Роз'єднувачі РНД.1-110Б/1000 У1 і РНД.2-110Б/1000 У1 задовольняють умовам вибору.

Таблиця 2.7 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на стороні 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	3233 А	3600 А
$I_{\pi 0} \leq I_{пр.СКВ}$	21,893 кА	31.5 кА
$i_{уд.} \leq i_{СКВ}$	49,845 кА	80 кА
$I_{\pi\tau} \leq I_{відк.ном.}$	21,893 кА	31.5 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	4,19 кА	$\sqrt{2} \cdot \frac{31.5 \cdot 20}{100} = 8.910 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{\tau ном.}^2 \cdot t_T$	71,896 кА <sup>2</sup> ·с	31.5 <sup>2</sup> ·4 кА <sup>2</sup> ·с

Вимикачі типу ВЭ-10-3600-31.5-У3-Т3 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.8 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1617 А	2000 А
$I_{\pi 0} \leq I_{пр.СКВ}$	21,893 кА	31.5 кА
$i_{уд.} \leq i_{СКВ}$	49,845 кА	80 кА
$I_{\pi\tau} \leq I_{відк.ном.}$	21,893 кА	31.5 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	4,19 кА	$\sqrt{2} \cdot \frac{31.5 \cdot 20}{100} = 8.910 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{\tau ном.}^2 \cdot t_T$	71,896 кА <sup>2</sup> ·с	31.5 <sup>2</sup> ·3 кА <sup>2</sup> ·с

Секційний вимикач типу ВВЭ-10-31.5/2000У3 задовільняє умовам.

Таблиця 2.9 – Вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	323 А	630 кА
$I_{п0} \leq I_{пр.СКВ}$	21,893 кА	20 кА
$i_{уд.} \leq i_{СКВ}$	49,845 кА	52 кА
$I_{пт} \leq I_{відк.ном.}$	21,893 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	4,19 кА	$\sqrt{2} \cdot \frac{20 \cdot 20}{100} = 5.657 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{гном.}^2 \cdot t_T$	71,896 кА <sup>2</sup> ·с	20 <sup>2</sup> ·4 кА <sup>2</sup> ·с

Вимикач типу ВПМ-10-20/630У2 відповідає умовам.

Каталожні дані вимикачів та роз'єднувачів використанні із таблиць [16].

### 2.3 Вибір ошиновки РП

Ошиновку в РП 110 кВ, виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм<sup>2</sup> (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимому струмові; мінімальний перетин, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (2.21)$$

де  $C=91 \cdot 10^{-3}$  кА·с/мм<sup>2</sup>.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначенні явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 30 Гц. Частота власних коливань, для алюмінієвих шин визначається за формулою :

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		39

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (2.22)$$

де  $l$  – довжина прольоту між ізоляторами  $l=1.5$  м;  $J$  – момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили,  $\text{см}^4$ ;  $q$  – поперечний переріз шини,  $\text{см}^2$ .

Так як збірні шини по економічній щільності струму не вибираються, приймаємо перетин по припустимому струмі при максимальному навантаженні на шинах, рівний струму найбільш потужного приєднання, в даному випадку трансформатора:

$$I_{\text{норм.роб}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 209.946 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 1.4 I_{\text{норм.роб}} = 1.4 \cdot 209.946 = 293.924 \text{ А}$$

За табл. 7.35 [17, с. 428], за допустимим струмом підходить провід марки АС-185/29 із  $I_{\text{доп}}=510$  А, але за табл. 1.18 [17, с. 20] за умовою коронування для ВЛ 110 кВ мінімально допустимий перетином є провід АС-70/11. Тому виконуємо перевірку на коронування, враховуємо, що відстань між провідниками фаз у РП менші, ніж у повітряних ЛЕП.

Визначаємо початкову критичну напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.23)$$

де  $m$  – коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні проводу (приймаємо  $m=0.82$  для багато провідникових проводів);  $r_0$  – радіус проводу, см (діаметр проводу АС-185/29 за табл. 7.35 [17, с. 428] становить 18.8 мм).

Визначаємо напруженість електричного поля навколо проводу

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \left( \frac{D_{\text{сер}}}{r_0} \right)}, \quad (2.24)$$

де  $U$  – лінійна напруга, кВ (121 кВ, бо на шинах ЕС підтримується напруга  $1.1U_{\text{ном}}$ );  $D_{\text{сер}}$  – середня геометрична відстань між проводами фаз, см (для

						ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата			40



$U_{\text{ном}}=110$  кВ маємо  $D_{\text{сер}}=5$  м). Та виконуємо перевірку  $1.07E \leq 0.9E_0$ . Після проведення розрахунків отримуємо:

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.88/2}} \right) = 32.508 \text{ кВ/см}$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 121}{1.88/2 \cdot \lg \left( \frac{500}{1.88/2} \right)} = 16,717 \text{ кВ/см}$$

$$1.07 \cdot 16,717 \leq 0.9 \cdot 32,508; 17,887 \leq 29,257$$

Умова виконується, провід АС-185/29 можна використовувати. Перевірку шин на електродинамічну стійкість не виконуємо, бо  $I_{\pi 0} < 20$ кА. Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{2,123}}{91 \cdot 10^{-3}} = 16,0116 \text{ мм}^2$$

Найближче значення перерізу  $16 \text{ мм}^2$ , але вже обраний перетин  $185 \text{ мм}^2$ , що також підходить за термічною стійкістю.

Таблиця 2.10 – Умова вибору збірних шин, виконаних гнучким проводом АС-185/29

Параметри	Умова вибору	Розрахункові параметри	Допустимі значення
Тривалий струм, А	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$	293.924	510
Термічна стійкість, $\text{мм}^2$	$q_{\text{min}} \leq q_{\text{ст}}$	16,0116	185
Електродинамічна стійкість, кА	не виконується		
Умова коронування, кВ/см	$1.07E \leq 0.9E_0$	17,887	29,257

Далі обираємо тверді шини. Розрахункові струми:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном. тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 2309,401 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном. тр}}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 10 \cdot 10^3} = 2430,949 \text{ А}$$

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		41

За економічною густиною:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e} = 2309,401 \text{ мм}^2$$

Або можна було б не виконувати вибір за економічною щільністю, оскільки збірні шини. За табл. П.3.4, [18, с. 624] приймаємо двополюсні алюмінієві шини прямокутного перетину  $2(120 \times 10) \text{ мм}^2$  із  $I_{\text{доп}}=3200 \text{ А}$ . Виконуємо перевірку на термічну стійкість. Тепловий імпульс струму КЗ:

$$q_{\text{min}} = \sqrt{B_k} / C = \sqrt{71.896} / 91 \cdot 10^{-3} = 93,176 \text{ мм}^2$$
$$93,176 \leq 2(120 \times 10)$$

Умова виконується. Наступна перевірка на можливість виникнення резонансу. Приймаємо, що шини на ізоляторах розташовані плазом (плашмя), тоді:

$$J = \frac{bh^3}{6} = \frac{1 \cdot 12^3}{6} = 288 \text{ см}^4$$
$$f_0 = \frac{173.2}{1.5^2} \cdot \sqrt{\frac{288}{2 \cdot 12}} = 266.657 \text{ Гц}$$

Оскільки  $f_0 > 200 \text{ Гц}$ , то явище резонансу виключене. Перевіряємо на механічну міцність. Щоб зменшити зусилля, у прольоті між смугами встановлюють прокладки. Проліт між прокладками  $l_{\text{п}}$  вибирається таким чином, щоб електродинамічні сили, що виникають при КЗ, не викликали зіткнення смуг:

$$l_{\text{п}} \leq 0.216 \cdot \sqrt{\frac{a_{\text{п}}}{i_y^{(3)}}} \leq \sqrt[4]{\frac{EJ_{\text{п}}}{k_{\phi}}} = 0.216 \cdot \sqrt{\frac{2}{49,845 \cdot 10^3}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1}{0.36}} = 0,909 \approx 1 \text{ м}$$
$$J_{\text{п}} = \frac{hb^3}{12} = \frac{12 \cdot 1^3}{12} = 1 \text{ см}^4$$

де  $a_n$  – відстань між осями смуг, см ( $a_{\text{п}}=2b=2 \text{ см}$ );

$J_n$  – момент інерції однієї смуги шини,  $\text{см}^4$  (табл. 4-2 [18, с. 232]);

$E$  – модуль пружності матеріалу (табл. 4-3 [18, с. 233]);

$k_{\phi}$  – коефіцієнт форми шин [18, с. 234], що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії (для  $b/h=1/12$  маємо  $k_{\phi}=0.36$ ).

						ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата			42

Щоб не відбувалося різкого збільшення зусиль у смугах у результаті механічного резонансу, частота власних коливань системи повинна бути більше 200 Гц. Виходячи з цього  $l_{II}$  вибирається ще по одній умові:

$$l_{II} \leq 0.133 \cdot \sqrt[4]{\frac{EJ_{II}}{m_{II}}} \cdot 10^{-2} = 0.133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1}{3.245}} \cdot 10^{-2} = 0.51 \text{ м}$$

де  $m_{II}$  – маса смуги на одиницю довжини, кг/м (із табл. П.3.4, [18, с. 624] приймаємо 3.245 кг/м).

Приймаємо найменше значення 0.51 м, тоді кількість прокладок у прольоті  $n = \frac{l}{l_{II}} - 1 = 1.5 / 0.51 - 1 = 1.9429$  приймаємо  $n=2$ , тоді розрахунковий проліт буде  $l_{II} = \frac{l}{n} = 1.5 / 2 = 0.75 \text{ м}$ . Визначаємо силу взаємодії між смугами у пакеті з двох шин:

$$f_{II} = 0.25 \cdot k_{\phi} \cdot \frac{(i_y)^2}{b} \cdot 10^{-7} = 0.25 \cdot 0.36 \cdot \frac{(49,845 \cdot 10^3)^2}{0.01} \cdot 10^{-7} = 2236 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від взаємодії смуг, знаходимо:

$$\sigma_C = \frac{f_{II} \cdot l_{II}^2}{12 \cdot W_C}, \quad (2.25)$$

де  $W_C$  – момент опору однієї смуги, см<sup>3</sup>.  $W_C = \frac{b^2 h}{6} = \frac{1 \cdot 12}{6} = 2 \text{ см}^3$

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{W_{\phi} \cdot a},$$

де  $W_{\phi}$  – момент опору пакету шин, см<sup>3</sup>  $W_{\phi} = \frac{bh^2}{3} = \frac{12^2 \cdot 1}{3} = 48 \text{ см}^3$

Отримуємо значення:

$$\sigma_C = \frac{2236 \cdot 0.75^2}{12 \cdot 2} = 52.406 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(49,845 \cdot 10^3)^2 \cdot 1.5}{48 \cdot 0.8} = 1.681 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{розр} = \sigma_C + \sigma_{\phi} = 54,087 \text{ МПа}$$

Як бачимо умова  $\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон}$ ;  $54,087 \leq 82.3$ . Шини АО механічно міцні.

										Арк.
										43
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ					

Таблиця 2.11 – Умови вибору шинопроводів на стороні 10 кВ

Параметри	Умова вибору	Розрахункові параметри	Допустимі значення
Тривалий струм, А	$I_{\max} \leq I_{\text{дон}}$	2430,949	3200
Економічний переріз, мм <sup>2</sup>	$q_{\text{розр}} \leq q_{\text{табл}}$	2309,401	2400
Термічна стійкість, кА	$q_{\min} \leq q_{\text{табл}}$	93,176	2x1200
Динамічна стійкість, кВ/см	$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{дон}}$	54,087	82.3

2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги, трансформаторів власних потреб.

Здійснюємо вибір трансформаторів струму для РП всіх напруг. ТС призначені для зменшення первинного струму до значень, що підходять для приладів і реле, і для відокремлення кіл вимірювання і захисту від первинних кіл ВН [14, с. 28].

Вибір ТС здійснюємо по наступних параметрах:

1) по напрузі:

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

2) по струму:

$$I_{\text{роб}} \leq I_{\text{ном}}$$

*Примітка:* номінальний струм повинен бути максимально близьким до робочого струму установки, оскільки навантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок.

3) по конструкції і класу точності;

4) по динамічній стійкості:

$$i_y \leq K_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}$$

де  $i_y$  – ударний струм КЗ;  $K_{\text{дин}}$  – кратність динамічної стійкості;  $I_{\text{ном}}$  – номінальний струм ТС;

5) по термічній стійкості:

$$B_{\text{Крозр}} \leq (K_{\text{терм}} \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{терм}}$$

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		44

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження, В·А		
			Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-335	1	0.5	0.5	0,5
Ваттметр	Д-350	1.5	0.5	-	0.5
Варметр	Д-345	1.5	0.5	-	0.5
Лічильник активної енергії	СА-3	1	2.5	-	2.5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1.5	2.5	-	2.5
Сумарне навантаження ТС в колі СТ з боку НН	-	-	6.5	0.5	6.5
Сумарне навантаження ТС в колі секційного вимикача на стороні НН	-	-	0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження ТС в колі СТ з боку ВН	-	-	0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження ТС в колі ліній, що відходять	-	-	0.5	0.5	0.5

Загальний опір вторинної ланцюга трансформатора струму складається з опорів приладів, сполучних проводів і перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (2.26)$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} \quad (2.27)$$

де  $S_{приб}$  - потужність споживана приладами (найбільше по фазі);  $I_{2ном}$  - вторинний номінальний струм трансформатора струму, що дорівнює 5 А.

Опір контактів приймають рівним 0.05 Ом при двох-трьох приладах і 0.1 Ом – при більшій кількості приладів. Опір з'єднувальних проводів залежить від їх довжини та перерізу.  $r_{пр} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k$

Переріз з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho l_{розр}}{r_{пр}} \quad (2.28)$$

де  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводу, проводи з алюмінієвими жилами ( $\rho = 0.0283$ ) або мідними (0.0175);  $l_{розр}$  – розрахункова довжина, що залежить

						ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата			45

від схеми з'єднання ТС.

Таблиця 2.13 – Вибір ТС у колі силового трансформатора на стороні високої напруги

Умови вибору	Розрахункові дані	Тип трансформатору струму	Номінальні дані
$U_{роб} \leq U_{ном}$ , кВ	110	ТВ110-I-600/5	110
$I_{роб} \leq I_{ном}$ , А	294		400
$i_y \leq i_{дин}$ , кА	11,378		$20 \cdot \sqrt{2} \cdot 400 = 11,314$
$B_{Крозр} \leq B_{Кном}$ , кА <sup>2</sup> ·с	2,123		$(25 \cdot 400)^2 \cdot 3 = 10^2 \cdot 3$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$ , Ом	1.13		1.2

Найбільш завантажена фаза А і С, тому  $r_{приб} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02$  Ом.  $r_k = 0.05$  Ом.  
 $r_{пр} = \frac{30}{25} - 0.02 - 0.05 = 1.13$  Ом, де  $S_{2ном} = 30$  ВА (к.т 10). Тоді  
 $q = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.13} = 0.929$  мм<sup>2</sup>. Приймаємо перетин 1.5 мм<sup>2</sup>, за умовою міцності.

Таблиця 2.14 – Вибір ТС у колі секційного вимикача на стороні НН

Умови вибору	Розрахункові дані	Тип трансформатору струму	Номінальні дані
$U_{роб} \leq U_{ном}$ , кВ	10	ТВТ10-II-5000/5	10
$I_{роб} \leq I_{ном}$ , А	3233		5000
$i_y \leq i_{дин}$ , кА	49,845		$10 \cdot \sqrt{2} \cdot 5000 = 70.711$
$B_{Крозр} \leq B_{Кном}$ , кА <sup>2</sup> ·с	71,896		$(28 \cdot 5000)^2 \cdot 3 = 140^2 \cdot 3$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$ , Ом	0,89		1.2

$r_{приб} = \frac{6.5}{5^2} = 0.26$  Ом.  $r_k = 0.05$  Ом.  $r_{пр} = \frac{30}{25} - 0.26 - 0.05 = 0.89$  Ом.  $S_{2ном} = 30$  ВА (к. т 0.5).  $q = \frac{0.0175 \cdot 60}{0.89} = 1.18$  мм<sup>2</sup>,  $q_{стан} = 1.5$  мм<sup>2</sup>.

Таблиця 2.15 – Вибір ТС у колі силового трансформатора на стороні низької напруги

Умови вибору	Розрахункові дані	Тип трансформатора струму	Номінальні дані
$U_{роб} \leq U_{ном}$ , кВ	10	ТЛК-10	10
$I_{роб} \leq I_{ном}$ , А	1617		5-2000
$i_y \leq i_{дин}$ , кА	49,845		0.35-50
$B_{Крозр} \leq B_{Кном}$ , кА <sup>2</sup> ·с	71,896		1.54-100
$Z_2 \leq Z_{2ном}$ , Ом	0.53		0.6

$$r_{приб} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом. } r_k = 0.05 \text{ Ом. } r_{пр} = \frac{15}{25} - 0.02 - 0.05 = 0.53 \text{ Ом. } S_{2ном} = 15$$

$$\text{ВА (к. т 10). } q = 0.0175 \cdot \frac{60}{0.53} = 1.981 \text{ мм}^2, q_{стан} = 2 \text{ мм}^2.$$

Таблиця 2.16 – Вибір ТС у колі лінії, що відходить

Умови вибору	Розрахункові дані	Тип трансформатора струму	Номінальні дані
$U_{роб} \leq U_{ном}$ , кВ	10	ТВ-10-V	10
$I_{роб} \leq I_{ном}$ , А	323		2000
$i_y \leq i_{дин}$ , кА	49,845		$25 \cdot \sqrt{2} \cdot 2000 = 70.711$
$B_{Крозр} \leq B_{Кном}$ , кА <sup>2</sup> ·с	71,896		$25^2 \cdot 1 = 625$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$ , Ом	1.13		1.2

$$r_{приб} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом. } r_k = 0.05 \text{ Ом. } r_{пр} = \frac{30}{25} - 0.02 - 0.05 = 1.13 \text{ Ом, де } S_{2ном} = 30 \text{ ВА (к.т 0.5). Тоді } q = 0.0175 \cdot \frac{6}{1.13} = 0.0929 \text{ мм}^2. q_{стан} = 1.5 \text{ мм}^2.$$

Трансформатори напруги вибираються за  $U_{1ном}$  і виконанням аналогічно вимикачам і перевіряються за умовою [14, с. 30].

$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$  де  $S_{2ном}$  – номінальна потужність в обраному класі точності, ВА;

$S_{2\Sigma}$  - навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, ВА.

									Арк.
									47
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ				

Для спрощення розрахунків навантаження приладів можна не розділяти по фазах.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2} \quad (2.29)$$

Переріз з'єднувальних проводів приймається за умовою механічної стійкості аналогічно трансформаторам струму.

З метою запобігання явищам ферорезонансу рекомендується застосовувати антирезонансні трансформатори напруги.

Таблиця 2.17 – Вимірювальні прилади, що підключені до трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Спожи вана потужн ість, ВА	n <sub>кот</sub>	n <sub>пр</sub>	sinφ	cosφ	Спожива на потужніс ть		
							P, Вт	Q, ВА	
Вольтметр	Э-335	1	2	1	1	0	2	-	
Ваттметр (ввід)	Д-335	2	1	3	1	0	6	-	
Варметр	Д-335	2	2	3	0.38	0.925	12	11.1	
Лічильник активної енергії (ввід)	И-680	8	2	3	0.38	0.925	48	44.4	
Лічильник реактивної енергії (у колі Т)	И-676	12	2	3	0.38	0.925	72	66.6	
Лічильник активної енергії (на лінії)	И-674	12	2	1	0.38	0.925	24	22.2	
Лічильник реактивної енергії (на лінії)	И-673	12	2	1	0.38	0.925	24	22.2	
							Σ	188	166. 5

Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата
------	----	----------	--------	------



Вторинне навантаження буде:  $S_{2\Sigma} = \sqrt{188^2 + 166.6^2} = 251.13 \text{ ВА}$ . На стороні 110 кВ НКФ-110-58У1 і тоді  $300 \geq 251.13 \text{ (ВА)}$ , задовольняє, як і пропонувалося у [11, с. 30], а на стороні 10 кВ – ЗНОЛ.06-10У3 із  $S_{2\text{ном}}=300 \text{ ВА}$ .

Приймачами власних потреб є [11, с. 20-21]:

- оперативні кола;
- електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електроопалення приміщень;
- електропідігрівання комутаційної апаратури і т.д.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту.

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається за умовою  $S_{ТСН} \geq S_{СН}$  де  $S_{ТСН}$  - потужність трансформатора власних потреб, кВА;  $S_{СН}$  - потужність споживачів власних потреб, кВА.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює  $S_{ТСР} = 20 - 25 \text{ кВА}$ . Під час ввімкнення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень визначається:

$$S_{ТСН} = \frac{S_{ТНР} + S_{СН}}{1.2}, \text{ кВА} \quad (2.30)$$

Розрахунок навантаження при  $k_{П} = 0,8$  – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності та завантаження.

$$S_{роз} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{107,6^2 + 4,143^2} = 86,144 \text{ кВА.}$$

$$S_{ТСН} \geq \frac{86,144 + 20}{1.2} = 88,453 \text{ кВА}$$

Приймаємо два трансформатори  $ТМ - 100 \text{ кВА}$  для забезпечення надійної роботи трансформатора при відключення іншого.

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		49

Таблиця 2.18 – Навантаження трансформатора власних потреб підстанції

Вид споживача	Стандартна потужність		Cos φ	Tg φ	Навантаження	
	Одиниці, кВт× кількість	Всього, кВт			P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , квар
Охолодження ТД-40000/110	2,5×2	5	0,77	0,829	5	4,143
Підігрів ВВБ – 110	1,8×2	3,6	1	0	3,6	-
Підігрів КРУ	1×2	2	1	0	2	-
Опалення і освітлення ОПУ	80×1	80	1	0	80	-
Опалення і вентиляція ЗРУ	7×1	7	1	0	7	-
Освітлення ОРУ 110 кВ	-	10	1	0	10	-
Всього	-	-	-	-	107,6	4,143

В ході роботи була виконано перевірка трансформатору ТД-40000/110 на перевантаження згідно добового графіка навантаження. Для даної схеми розраховані струми короткого замикання в розрахункових точках на стороні високої та низької напруги підстанції, за якими в подальшому проводилася перевірка та вибір обладнання.

За розрахованим робочим струмів вибрано основне устаткування та струмовідні частини. Всі значення обиралися за допомогою довідників та відповідають вимогам вибору.

Було виконано вибір шин – ошиновка РП 110 кВ та 10 кВ, яка виконувалася сталюалюмінієвими проводами. Головною умовою була перевірка на відповідно умови, та щоб переріз шин не повинен бути меншим перерізу ліній, які живлять підстанцію.

						ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата			50

Для контролю та обліку переданої електроенергії на підстанції встановлені контрольно-вимірювальні прилади: амперметра, ватметри, варметри і вольтметра, а також лічильників як активної так і реактивної енергії.

ПС відповідає всім параметрам якості електропередачі для споживачів I і II категорій.

Таблиця 2.19 – Перелік апаратів схеми заміщення понижувальної підстанції

Перелік апаратів

Поз	Позначення	Найменування	К-ть
1	T1,T2	Трансформатор силовий ТД-40000/110	2
2	Q1,Q2	Вимикач МКП-110Б-630-20У1	2
3	Q3,Q5	Вимикач ВЭ-10-3600-31,5-У3-Т3	2
4	Q4	Вимикач ВВЭ-10-31,5/2000У3	1
5	Q6...Q15	Вимикач ВПМ-10-20/630У2	4
6	QS1...QS6	Роз'єднувач зовн. РНД.1-110Б/1000 У1	6
7	ТА1...ТА5	Трансформатор струму ТВ110-І-600/5	5
8	TV3,TV4	Трансформатор напруги НКФ-110-58У1	2
9	FV1...FV2	Розрядник вентиляний	2
10	FV3...FV6	Розрядник вентиляний	4
11	QSG1...QSG3	Заземлювач однополюсний	3
12	ТА6, ТА8	Трансформатор струму ТЛК-10	2
13	ТА9...ТА18	Трансформатор струму ТВ-10-V	10
14	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ - 100	2
15	TV1, TV2	Трансформатор напруги ЗНОЛ.06-10У3	2
16	ТА7	Трансформатор струму ТВТ10-ІІ-5000/5	1
17	A	Амперметр Э-335	26
18	V	Вольтметр	8
19	W	Ватметр Д-350	4
20	var	Варметр Д-345	4
21	Wh	Лічильник активної енергії СА-3	14
22	varh	Лічильник реактивної ене. СР-4	12

### 3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

#### 3.1 Визначення параметрів, необхідних для розрахунку захисту трансформатора

Потрібно розрахувати захист трансформатора ТДТН-25000/230 / 38,5 / 11 (РПН на СН  $\pm 12 \times 1\%$ );  $U_{кВС} = 12,5\%$ ;  $U_{кВН} = 20\%$ ;  $U_{кСН} = 6,5\%$ ; живиться від енергосистеми з параметрами  $x_{с.макс} = 12 \text{ Ом}$ ,  $x_{с.мін} = 18 \text{ Ом}$ .

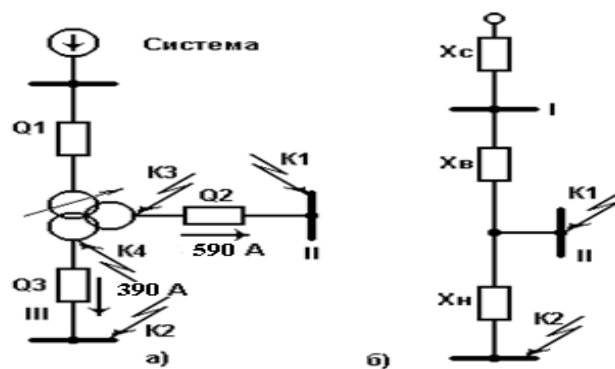


Рисунок 3.1 – Схема до розрахунку захисту понижувального трансформатора:

(а) принципова (б) заміщення

Для складання схеми заміщення (рисунок 3.1) обчислюється опір трансформатора [21] :

$$U_{кВ} = 0,5(U_{кВС} + U_{кВН} - U_{кСН}) = 0,5(12,5 + 20 - 6,5) = 13\% \quad (3.1)$$

$$U_{кС} = 0\%$$

$$U_{кН} = 0,5(6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (3.2)$$

$$x_B = \frac{U_{кВ}}{100} \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{13}{100} \frac{230^2}{25} = 275,08 \text{ Ом}$$

$$x_c \approx 0;$$

$$x_H = \frac{U_{кН}}{100} \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{7}{100} \frac{230^2}{25} = 148,12 \text{ Ом} \quad (3.3)$$

ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Лихвар В.А.			Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Василега П.О.					52	
Консульт.								
Н. контр.								
Затверд.		Лебединський І.Л.						

При розрахунках струмів КЗ для захистів автотрансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ наближено можна прийняти: [19]

$$x_{B.мін} = x_B (1 - \Delta U_1)^2 = 275,08 \cdot (1 - 0,12)^2 = 213,02 \text{ Ом};$$

$$x_{H.мін} = x_H (1 - \Delta U_1)^2 = 148,12 \cdot (1 - 0,12)^2 = 114,71 \text{ Ом};$$

$$x_{B.макс} = x_B (1 + \Delta U_1)^2 = 275,08 \cdot (1 + 0,12)^2 = 345,06 \text{ Ом};$$

$$x_{H.макс} = x_H (1 + \Delta U_1)^2 = 148,12 \cdot (1 + 0,12)^2 = 185,80 \text{ Ом};$$

Струм КЗ на шинах середньої напруги (точка К1, рисунок 3.1)

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с.макс} + x_{B.мін})} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (12 + 213,02)} = 590,123 \text{ А} \quad (3.4)$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ВН}}{2 \cdot (x_{с.мін} + x_{B.макс})} = \frac{230}{2 \cdot (18 + 345,06)} = 316,752 \text{ А} \quad (3.5)$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К2 рисунок 3.1)

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с.макс} + x_{B.мін} + x_{H.мін})} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (12 + 114,71 + 213,02)} = 390,875 \text{ А} \quad (3.6)$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ВН}}{2 \cdot (x_{с.мін} + x_{B.макс} + x_{H.макс})} = \frac{230}{2 \cdot (18 + 345,06 + 185,8)} = 209,524 \text{ А}$$

(3.7)

Таблиця 3.1 – Розрахунок первинних та вторинних струмів сторін трансформатора

Позначення параметрів	I-ВН-230 кВ	II-СН-115 кВ	III-НН-38,5 кВ
$I_{ном, А}$	$\frac{25000}{(\sqrt{3} \cdot 230)} = 62,755$	$\frac{25000}{(\sqrt{3} \cdot 38,5)} = 374,903$	$\frac{25000}{(\sqrt{3} \cdot 11)} = 1312$
$K_{ТТ}$	200/5	1000/5	2000/5
Схема з'єднання ТТ	$\Delta$	$\Delta$	$Y$
$I_{ном.втор, А}$	$\frac{62,755 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 2,717$	$\frac{374,903 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 3,247$	$\frac{1312}{2000/5} = 3,28$

### 3.2 Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту

#### 1) Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов (1.1) і (1.2): [22]

а) відбудова від кидка струму намагнічування (1.1):

$$I_{ном} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,755 \text{ A} \quad (3.8)$$

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot I_{ном} = 1,3 \cdot 62,755 = 81,582 \text{ A} \quad (3.9)$$

б) відбудова від струму небалансу (1.2):

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{к.макс(K1)}^{(3)} = 1,3 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0) \cdot 590,123 = 168,755 \text{ A}$$

Приймається  $I_{с.з} = 168,755 \text{ A}$

2) Попередня перевірка чутливості проводиться за первинними струмів при двофазному КЗ на стороні НН (точка К2, рисунок 3.1):

$$k_q = \frac{I_{к.мин(K2)}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{209,524}{168,755} = 1,241 < 2$$

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

а) відбудова від намагнічування струму:

$$I_{с.з} = k_{отс} I_{ном} = 1,5 \cdot 62,755 = 94,133 \text{ A}$$

б) відбудова від струму небалансу при КЗ на СН:

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{к.макс(K1)}^{(3)} = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0) \cdot 590,123 = 194,74 \text{ A}$$

в) відбудова від струму небалансу при КЗ на НН:

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{к.макс(K2)}^{(3)} = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 390,875 = 128,989 \text{ A}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкой гальмівної обмотки з боку СН. Тоді

									Арк.
									54
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ				

будуємо по 3 б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов 3 а), або 3 в): [21]

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

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{209,524}{128,989} = 1,624 < 2 \quad (3.10)$$

Це значення дещо менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе [21] :

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ВН}}{2 \cdot (x_{с.мин} + x_B + x_H)} = \frac{230}{2 \cdot (18 + 275,08 + 148,12)} = 260,653 \text{ А} \quad (3.11)$$

Тоді коефіцієнт чутливості дорівнює:  $k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{260,653}{128,989} = 2,021 > 2$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

### 3.3 Вибір уставок реле ДЗТ.

Первинний і вторинний струми сторін трансформатора наведені в таблиці 3.1. З таблиці 3.1 випливає, що в якості основної слід взяти сторону НН (11 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом [21] :

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}}{K_{ТТ}} = \frac{128,989 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{2000}{5}} = 6,743 \text{ А} \quad (3.12)$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається за виразом: [21]

$$w_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}} = \frac{100}{6,743} = 14,831 \text{ витків}$$

Приймається  $w_{раб.осн} = 14$  витків, що відповідає фактичному току спрацьовування реле  $I_{ср.осн} = \frac{100}{14} = 7,143 \text{ А}$ .

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора:

для сторони 230 кВ  $w_{расчI} = 14 \cdot \frac{3,28}{2,717} = 16,901$ . Приймається  $w_I = 17$ ;

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		55

для сторони 38,5 кВ  $w_{расчII} = 14 \cdot \frac{3,28}{3,247} = 14,145$ . Приймається  $w_{II} = 14$ .

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами: [19]

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) \cdot I_{к.макс(K2)}^{(3)} = 1,5 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,0058) \cdot 390,875 = 132,437 A$$

$$\text{де } \Delta w_I = \frac{w_I - w_{расчI}}{w_{расчI}} = \frac{17 - 16,901}{16,901} = 0,0058.$$

Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}}{K_{ТТ}} = \frac{132,437 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{2000}{5}} = 6,923 A$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (6,923 А) менше фактичного (7,143 А), то вибір робочих витків закінчений.

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні СН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання: [22]

$$I_{нб.расч} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta \omega_{II}) \cdot I_{к.макс(K1)}^{(3)} = 1,5 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,01) \cdot 590,12 = 203,82 A$$

$$\text{Де } \Delta w_{II} = \frac{w_{II} - w_{расчII}}{w_{расчII}} = \frac{14,145 - 14}{14,145} = 0,01$$

Число витків гальмівної обмотки:

$$w_{тор} = \frac{k_{отс} \cdot I_{нб.расч} \cdot w_{расчII}}{I_{к.макс(K1)}^{(3)} \cdot tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 203,82 \cdot 14}{590,123 \cdot 0,75} = 9,671$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 17 \quad w_{II} = 14, \quad w_{III} = 14 \quad \text{и} \quad w_{торм} = 9.$$

Чутливість захисту визначається наближено по первинних токах при розрахунку КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання ТР: [21]

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин(K2)}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{209,524}{128,989} = 1,624 \qquad k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{260,653}{128,989} = 2,021$$

										Арк.
										56
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ					



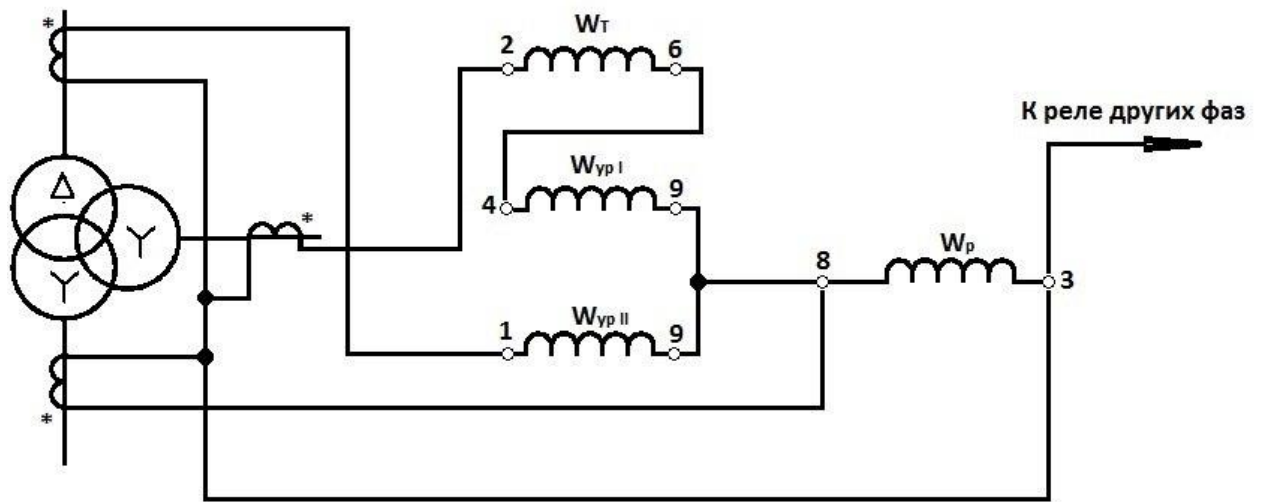


Рисунок 3.2 – Схема включення обмоток реле ДЗТ

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		57

#### 4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ВИМОГИ ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ПРИ ВИКОНАННІ МОНТАЖНИХ РОБІТ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

##### 4.1 Загальні відомості

Електромонтажні роботи в розподільчих пристроях і цехах, на електричних станціях, підстанціях і лініях електропередач, як правило, виконуються спеціальними монтажними організаціями.

Заходи безпеки під час виконання робіт з монтажними механізмами: Такелажні роботи повинні проводитись при спостереженні досвідчених працівників, яких призначено наказом по підприємству і котрі несуть відповідальність за безпеку цих робіт. Під час проведення такелажних робіт робітників необхідно забезпечити необхідними пристроями і механізмами, які полегшують роботу по підняттю і переміщенню вантажів. Роботи, що виконуються на висоті до 28 м від землі здійснюються за допомогою гідропідйомника. [24]

##### 4.2 Заходи безпеки під час монтажу кабельних ліній

При прокладці кабеля вручну вантаж не повинен перевищувати 35 кг для чоловіків і 20 кг для жінок. При прокладці кабеля по стінам на значній відстані від підлоги використовують помости з огорожею. При роботах з епоксидним компаундом (муфти) необхідним є застосування засобів індивідуального захисту шкіри, органів дихання і зору. [25]

##### 4.3 Заходи безпеки під час монтажу повітряних ліній електропередачі

Підйом чи опускання опор повітряних ЛЕП здійснюють за допомогою механізмів. Монтажникам забороняється залазити на підняту опору до закінчення її закріплення. Під час робіт забороняється знаходження людей під опорою чи підйомником. Заборонено залишати котловани не засипаними на

					<i>ДПЗ. 141..538 ET-61 ПЗ</i>					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<i>Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них</i>					
Розроб.		<i>Лихвар В.А.</i>						Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		<i>Василега П.О.</i>							58	
Консульт.										
Н. контр.										
Затверд.		<i>Лебединський І.Л.</i>								

час перерви. [25]

4.4 Заходи безпеки під час монтажу розподільчих трансформаторів і електричних машин

Трансформатори розвантажують із залізничних платформ по похилому скату з кутом нахилу не більше  $10^\circ$ . З боку, протилежного напрямку спуску, трансформатор підтримують відтяжками за допомогою лебідки. Під час підйому сердечника з баку забороняється здійснювати будь-які роботи на сердечнику чи баку. [25]

4.5 Здійснення робіт в діючих електроустановках

Роботи, що здійснюються в діючих електроустановках по заходам електробезпеки розділяються на чотири категорії:

- при повному знятті напруги;
- при частковому знятті напруги - лише на ділянках, де проводяться роботи;
- без зняття напруги поблизу струмоведучих частин і на них;
- без зняття напруги на віддалі від струмоведучих частин.

До початку ремонтних чи налагоджувальних робіт мають бути виконані технічні і організаційні заходи, які забезпечують безпеку працюючих.

Технічні заходи. До них належать: відключення на ділянці, виділеній для проведення робіт і прийняття заходів проти помилкового включення чи самовключення; установка тимчасових огорож і вивішування попереджувальних плакатів; перевірка відсутності напруги на частині установки, виділеної для роботи; приєднання до заземлюючої шини, накладення заземлення (безпосередньо після перевірки відсутності напруги) і вивішування плаката "Працювати тут".

Організаційні заходи. До них належать оформлення наряду, розпорядження чи допуску до роботи; перерва в роботі, перехід на інше робоче

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		59

місце, закінчення робіт , нагляд під час роботи.

Наряд - це письмове розпорядження на роботу в електроустановках, яке визначає місце, час початку і закінчення роботи, умови її безпечного проведення, склад бригади і осіб, що відповідають за безпеку робіт. [24]

#### 4.6 Допуск ремонтної бригади і нагляд за її роботою

Допускаючий до роботи разом з відповідальним і виконавцем робіт перевіряють правильність підготовки робочого місця і склад бригади. Допускаючий вказує місце роботи і перевіряє відсутність напруги на струмоведучих частинах .При цьому допускаючий проводить усний інструктаж про особливості даної електроустановки і про безпеку робіт і вручає виконавцю один екземпляр оформленого наряду. Нагляд за виконанням робіт здійснює виконавець, котрий не повинен відлучатись від бригади. [25]

#### 4.7 Організація служби охорони праці на підприємстві

Охорона праці на виробництві починається з організації управління охороною праці. Роботодавець зобов'язаний створити в кожному структурному підрозділі і на робочому місці умови праці відповідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці.

З цією метою роботодавець забезпечує функціонування системи управління охороною праці, для чого:

- створює відповідні служби і призначає посадових осіб, які забезпечують вирішення конкретних питань охорони праці, затверджує інструкції про їх обов'язки права та відповідальність за виконання покладених на них функцій, а також контролює їх дотримання;

- розробляє за участю сторін колективного договору і реалізує комплексні заходи для досягнення встановлених нормативів та підвищення існуючого рівня охорони праці;

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		60

- впроваджує прогресивні технології, досягнення науки і техніки, засоби механізації та автоматизації виробництва, вимоги ергономіки, позитивний досвід з охорони праці тощо;

- забезпечує усунення причин, що призводять до нещасних випадків, професійних захворювань, та здійснення профілактичних заходів, визначених комісіями за підсумками розслідування цих причин;

- організує проведення аудиту охорони праці, лабораторних досліджень умов праці, атестації робочих місць на відповідність нормативним актам про охорону праці в порядку і строки, що встановлюються законодавством;

- вживає за їх підсумками заходів щодо усунення небезпечних і шкідливих для здоров'я виробничих факторів;

- розробляє і затверджує положення, інструкції, інші нормативні акти про охорону праці, що діють у межах підприємства, та встановлюють правила виконання робіт і поведінки працівників на території підприємства, у виробничих приміщеннях, на будівельних майданчиках, робочих місцях відповідно до державних міжгалузевих і галузевих нормативно-правових актів про охорону праці, забезпечує безплатно працівників нормативно-правовими актами про охорону праці;

- здійснює постійний контроль за додержанням працівником технологічних процесів, правил поводження з машинами, механізмами, устаткуванням та іншими засобами виробництва, використанням засобів колективного та індивідуального захисту, виконанням робіт відповідно до вимог з охорони праці;

- організує пропаганду безпечних методів праці та співробітництво з працівниками у галузі охорони праці;

- вживає термінових заходів для допомоги потерпілим, залучає за необхідності професійні аварійно-рятувальні формування у разі виникнення на підприємстві аварій та нещасних випадків. Роботодавець несе безпосередню відповідальність за порушення зазначених вимог. [25]

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		61

#### 4.8 Обов'язки працівника щодо додержання вимог нормативно-правових актів з охорони праці

Кожен працівник, виконуючи трудові обов'язки, зобов'язаний:

- дбати про особисту безпеку і здоров'я, а також про безпеку і здоров'я оточуючих людей в процесі виконання будь-яких робіт чи під час перебування на території підприємства;

- знати і виконувати вимоги нормативних актів про охорону праці, правила поведінки з машинами, механізмами, устаткуванням та іншими засобами виробництва, користуватися засобами колективного та індивідуального захисту;

- проходити в установленому порядку попередні та періодичні медичні огляди. Працівник несе безпосередню відповідальність за порушення зазначених вимог. [25]

#### 4.9 Комісія з питань охорони праці підприємства

З метою забезпечення пропорційної участі працівників на підприємстві для вирішення будь-яких питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища за рішенням трудового колективу може створюватися комісія з питань охорони праці.

Комісія складається з представників роботодавця та професійної спілки, а також уповноваженої найманими працівниками особи, спеціалістів з безпеки, гігієни праці та інших служб підприємства відповідно до типового положення, що затверджується спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади з нагляду за охороною праці.

Рішення комісії мають рекомендаційний характер. Обов'язкові медичні огляди працівників певних категорій. Роботодавець зобов'язаний за свої кошти організувати проведення попереднього (при прийнятті на роботу) і періодичних (протягом трудової діяльності) медичних оглядів працівників, зайнятих на важких роботах, роботах із шкідливими чи небезпечними умовами

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		62

праці або таких, де є потреба у професійному доборі, а також щорічного обов'язкового медичного огляду осіб віком до 21 року. [25]

За результатами періодичних медичних оглядів у разі потреби роботодавець повинен забезпечити проведення відповідних оздоровчих заходів.

Медичні огляди проводяться відповідними закладами охорони здоров'я, працівники яких несуть відповідальність згідно із законодавством за відповідність медичного висновку фактичному стану здоров'я працівника. Проведення медичних оглядів визначається спеціально уповноваженим Центральним органом виконавчої влади в галузі охорони здоров'я.

Роботодавець має право в установленому законом порядку притягнути працівника, що ухиляється від обов'язкового медичного огляду, до дисциплінарної відповідальності, а також зобов'язаний відсторонити його від роботи без збереження заробітної плати.

Роботодавець зобов'язаний за свій рахунок забезпечити позачерговий медичний огляд працівників:

- за заявою працівника, коли він вважає, що погіршення стану його здоров'я пов'язане з умовами праці;
- за своєю ініціативою, коли стан здоров'я не дозволяє працівнику виконувати свої трудові обов'язки.

За час проходження медичного огляду за працівниками зберігаються місце роботи (посада) і середній заробіток. [25]

#### 4.10 Наукова база охорони праці

Національний науково-дослідний інститут охорони праці (НДІ) та галузеві науково-дослідні інститути з охорони праці займаються:

а) розробкою та реалізацією із залученням наукових кадрів науково обґрунтованих рішень з питань поліпшення та безпеки умов праці;

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		63

- б) прогнозуванням наслідків аварій та нещасних випадків;
- в) розробкою планів локалізації і ліквідації аварій та нещасних випадків;
- г) моделюванням аварійних ситуацій, а також розробкою заходів для їх відвернення;
- д) проведенням моніторингу з питань безпеки та умов праці;
- е) оцінкою ефективності управління охороною праці і виробленні рекомендацій щодо її вдосконалення. [24]

#### 4.11 Навчання з питань охорони праці

Питанням охорони праці працівники повинні навчатися постійно. Усі працівники при прийнятті на роботу і в процесі роботи повинні проходити за рахунок роботодавця на підприємстві інструктаж, навчання з питань охорони праці, з надання першої медичної допомоги потерпілим від нещасних випадків і правил поведінки при виникненні аварії.

Працівники, зайняті на роботах з підвищеною небезпекою або там, де є потреба у професійному доборі, повинні проходити їй попереднє спеціальне навчання і один раз на рік перевірку знань відповідних нормативно-правових актів про охорону праці. Перелік робіт з підвищеною небезпекою затверджується спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади з нагляду охороною праці.

Посадові особи, діяльність яких пов'язана з організацією безпечного ведення робіт під час прийняття на роботу і періодично один раз на три роки, проходять навчання, а також перевірку знань з питань охорони праці за участю профспілок. Працівники, у тому числі посадові особи, які не пройшли навчання, інструктаж і перевірку знань з охорони праці, не допускаються до роботи. Коли у працівників, у тому числі посадових осіб, виявлені незадовільні знання з питань охорони праці, вони повинні у місячний строк пройти повторне навчання і перевірку знань. [25]

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
						64
<i>Изм.</i>	<i>ст</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		



#### 4.12 Фінансування охорони праці

Фінансування охорони праці здійснюється роботодавцем.

Для підприємств, незалежно від форм власності, або фізичних осіб, які використовують найману працю, витрати на охорону праці становлять не менше 0,5 відсотка від суми реалізованої продукції.

На підприємствах, що утримуються за рахунок бюджету, витрати на охорону праці передбачаються в державному або місцевих бюджетах і становлять не менше 0,2 відсотка від фонду оплати праці.

Суми витрат з охорони праці, що належать до валових витрат юридичної чи фізичної особи, яка відповідно до законодавства використовує найману працю, визначаються згідно з переліком заходів та засобів з охорони праці, що затверджується Кабінетом Міністрів України.

Кошти галузевих і державного фондів охорони праці витрачаються на здійснення галузевих і національних програм з питань охорони праці, науково-дослідних і проектно-конструкторських робіт, що виконуються в межах цих програм, на сприяння становленню і розвитку спеціалізованих підприємств та виробництв, творчих колективів, науково-технічних центрів, експертних груп, на заохочення трудових колективів і окремих осіб, які плідно працюють над розв'язанням проблем охорони праці. [25]

#### 4.13 Атестація робочих місць на відповідність вимогам нормативних актів

Атестація робочих місць це:

- виявлення факторів і причин виникнення небезпечних і шкідливих умов праці.

- виявлення факторів і причин виникнення установлення санітарно-гігієнічних умов виробничого середовища та напруженості виробничого процесу на робочому місці;

- підтвердження у працюючого пільгового пенсійного забезпечення за роботу

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		65

в шкідливих та небезпечних умовах праці. Роботодавець підприємства відповідає за своєчасне та якісне проведення атестації робочих місць. [24]

Атестаційна комісія із залученням, при необхідності, фахівців інших організацій, проводить постійно атестацію робочих місць у терміни, передбачені колективним договором, не рідше одного разу на п'ять років.

Атестаційна комісія:

а) організує вивчення нормативно-правової документації з питань атестації робочих місць;

б) залучає у встановленому порядку організації до атестації робочих місць, що мають на це право;

в) здійснює контроль і організує керівництво за роботами при атестації робочих місць;

г) складає плани розміщення обладнання, визначає межі робочих зон і відповідний їм номер спільно з санітарно-епідеміологічною службою;

д) визначає небезпечні і шкідливі виробничі фактори і визначає значення цих Факторів;

е) Розробляє заходи щодо поліпшення умов праці та оздоровленню працюючих;

ж) визначає "Карту умов праці" на атестоване робоче місце. Працівникам оповіщають про результати атестації робочого місця. [24]

#### 4.14 Порядок допуску до електромонтажних робіт

Безпека праці при обслуговуванні та ремонті трансформаторів. Перед початком робіт в електроустановках в цілях безпеки необхідно проводити організаційні і технічні заходи.

До організаційних заходів відносять видачу нарядів, розпоряджень і допуску до роботи, нагляд під час роботи, оформлення перерв в роботі, перекладів на інше робоче місце і закінчення роботи. [24]

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		66

Наряд - це завдання на безпечне виробництво робіт, що визначає їх місце і зміст, час початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку виконання робіт. Наряд виписується на бланку спеціальної форми. Розпорядження - це завдання на виробництво робіт, визначальний їх зміст, місце і час, заходи безпеки і осіб, яким доручено виконання цих робіт. Наряди і розпорядження видають особи, що мають групу по електробезпеці не нижче V в електроустановках напругою вище 1000 В, і не нижче IV в установках напругою до 1000 В. Наряд на роботу виписується під копірку в двох екземплярах і видається оперативному персоналу безпосередньо перед початком підготовки робочого місця до роботи

При роботі по наряду бригада повинна складатися не менше ніж з двох чоловік - виробника робіт і члена бригади. Виробник робіт відповідає за правильність підготовки робочого місця, виконання необхідних для виробництва робіт заходів безпеки. Він же проводить інструктаж бригади про ці заходи, забезпечує їх виконання її членами, стежить за справністю інструменту, такелажного, ремонтного оснащення. Виробник робіт, що виконуються по наряду в електроустановках напругою вище 1000 В, повинен мати групу по електробезпеці не нижче IV, в установках до 1000 В і для робіт, що виконуються по розпорядженню, - не нижче III. [25]

Допуск до роботи здійснюється допускаючою - відповідальною особою з оперативного персоналу. Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виробник робіт разом з тим, що допускає перевіряють виконання технічних заходів щодо підготовки робочого місця. Після цього той, що допускає перевіряє відповідність складу бригади і кваліфікації включених в неї осіб, прочитує по наряду прізвища відповідального керівника, виробника робіт, членів бригади і зміст дорученої роботи; пояснює бригаді, звідки знята напруга, де накладені заземлення, які частини ремонтovanого і сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови виробництва робіт повинні дотримуватися; указує бригаді межі робочого місця і переконується,

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
						67
<i>Изм.</i>	<i>ст</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

що все їм сказане зрозуміло бригадою. Після роз'яснень допускаючий доводить бригаді, що напруга відсутня, наприклад, в установках вище 35 кВ за допомогою накладення заземлень, а в установках 35 кВ і нижче, де заземлення не видно з місця роботи, - за допомогою покажчика напруги і дотиком рукою до струмоведучих частин. [25]

З моменту допуску бригади до робіт для попередження порушень вимог техніки безпеки виконавець робіт або спостерігач здійснює нагляд. Спостерігачу забороняється суміщати нагляд з виробництвом якої-небудь Роботи і залишати бригаду без нагляду під час її виконання. Вирішується короточасна відсутність одного або декількох членів бригади. За відсутності виробника робіт, якщо його не може замінити відповідальний керівник або особа, що видала даний наряд, або особа з оперативного персоналу, бригада виводиться з розподільного пристрою, двері РУ закриваються і оформлюється перерва в роботі.

Періодично перевіряється дотримання працюючими правил техніки безпеки. При виявленні порушень ПТБ або виявленні інших обставин, загрозливих безпеці працюючих, у виробника робіт відбирається наряд і бригада віддаляється з місця роботи. [25]

При перерві в роботі впродовж робочого дня бригада віддаляється з РУ, після перерви жоден з членів бригади не має права увійти в РУ у відсутність виконавця робіт або спостерігаючого, оскільки під час перерви можуть відбутися зміни в схемі, виробництва робіт, що відбиваються на умовах. Після закінчення робіт робоче місце упорядковується, приймається відповідальним керівником, який після виведення бригади виконавцем робіт розписується в наряді про їх виконання. Оперативний персонал оглядає устаткування і місця роботи, перевіряє відсутність людей, сторонніх предметів, інструменту, знімає заземлення і перевіряє відповідно до прийнятого порядку обліку, видаляє тимчасову огорожу, знімає плакати «Працювати тут», «Влізати тут», встановлює на місце постійні огорожі, знімає плакати, вивішені до початку

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		68

роботи. Після закінчення перерахованих робіт наряд закривається і включається електроустановка.

До технічних заходів відносять відключення напруги і вживання заходів, що перешкоджають помилковому або мимовільному включенню комутаційної апаратури, вивішування заборонних плакатів, перевірку відсутності напруги, накладення заземлень, вивішування застережливих і приписуючих плакатів.

У електроустановках напругою вище 1000 В з усіх боків, звідки може бути подана напруга на місце роботи, при відключенні повинен бути видимий розрив, який здійснюється відключенням роз'єднувачів, віддільників і вимикачів навантаження без автоматичного включення їх за допомогою пружин, встановлених на самих апаратах. Видимий розрив можна створити, знявши запобіжники, або від'єднавши, або знявши шини і дроти. Трансформатори напруги і силові трансформатори відключаються з обох боків, щоб виключити зворотну трансформацію. Щоб уникнути помилкового або мимовільного включення комутаційних апаратів виконують наступні заходи[25]:

-ручні приводи у відключеному положенні і стаціонарні огорожі замикають на механічний замок;

- у приводів комутаційних апаратів, що мають дистанційне керування, відключають силові ланцюги і ланцюги оперативного струму;

- у вантажних і пружинних приводів вмикаючий вантаж або пружини приводять в неробоче положення.

У електроустановках напругою до 1000 В залежно від конструкції замикають рукоятки або дверці шафи, вкривають кнопки, встановлюють між контактами ізолюючі накладки, від'єднують кінці проводів від вмикаючої котушки. Відключене положення апаратів з недоступними для огляду контактами визначається перевіркою відсутності напруги.

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		69

На приводах ручного і ключах дистанційного керування комутаційної апаратури вивішують заборонні плакати «Не включати. Працюють люди», а на повітряних і кабельних лініях - «Не включати. Робота на лінії». Залежно від місцевих умов і характеру роботи не відключені струмоведучі частини, доступні для ненавмисного дотику на час роботи, захищають щитами, екранами з ізоляційних матеріалів, ізолюючими накладками або встановлюють спеціальні пересувні огорожі.

Робоче місце захищають канатом з вивішеними на них плакатами «Стій. Напруга», оберненими всередину простору, що захищається. На конструкціях по яких дозволено підніматися, вивішують плакат «Працювати тут», на сусідніх-«Не влізай. Уб'є!». На всіх підготовлених робочих місцях після накладення заземлення і огорожі робочого місця вивішують плакат «Працювати тут».

Під час роботи забороняється переставляти або прибирати плакати і встановлені тимчасові огорожі, а також проникати на територію захищених ділянок. Відсутність напруги перевіряють між всіма фазами, кожною фазою і землею, кожною фазою і нульовим дротом. [25]

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		70

## Висновок

Під час виконання бакалаврської роботи був повністю використаний увесь обсяг знань та вмінь у проектуванні та розрахунку схеми електричної мережі. Подальший аналіз цієї схеми показав, що така схема може працювати у аварійному режимі, умовою - нерівність  $I_{дон} \geq I_{розр}$ .

Ступені РПН обрані відповідно до каталожних даних трансформаторів, в деяких випадках обчислена ступінь регулювання була більша за реальну ( $\pm 2$  або  $\pm 6$ ), тому бралось максимально кінцеве значення.

В ході виконання, виконано перевірку трансформатору ТД-40000/110 на перевантаження згідно добового графіка навантаження. Для даної схеми розраховані струми короткого замикання в розрахункових точках на стороні високої та низької напруги підстанції, за якими в подальшому проводилася перевірка та вибір обладнання.

За розрахованим робочим струмом вибрано основне устаткування та струмопровідні частини. Всі значення обиралися за допомогою довідників та відповідають вимогам вибору.

Було виконано вибір шин – ошиновка РП 110 кВ та 10 кВ, яка виконувалася сталелегатурними проводами. Головною умовою була перевірка на відповідність умови, та щоб переріз шин не був меншим перерізу ліній, які живлять підстанцію.

Для контролю та обліку переданої електроенергії на підстанції встановлені контрольно-вимірювальні прилади.

При виконанні розрахунку релейного захисту трансформатора підстанції був проведений розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту і максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.

Для захисту від міжфазних коротких замикань запропоноване реле типу ДЗТ-11, для якого був виконаний вибір уставок і розрахунок параметрів обмоток реле.

					ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		71

## Список літератури

1.Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі»/укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2015. – 37 с.

2.ПУЕ Правила улаштування електроустановок.- Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, із змінами 21.08.2017.

3.Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». /Укл.: А.П. Свіридов, Т.В. Величко – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – 80 с.

4.Патрикеев Л.Я., Анисимов О.Ю. Пособие по курсовому проектированию районной электрической сети в курсе "Электрические сети и системы". 2-е издание исправ.и доп.– Севастополь: СНУЯЭиП, 2006.

5.Электрическая сеть района: методическое пособие по курсовому проектированию по дисциплине «Электрические станции, подстанции и системы» для подготовки дипломированного специалиста по направлению 110000 «Сельское и рыбное хозяйство» специальности 110302.65 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства» всех форм обучения: самост. учеб. электрон. изд./Сыкт. лесн. ин-т; сост.: Ю. Я. Чукреев. – Электрон. дан. – Сыктывкар: СЛИ, 2012.

6.Методичні вказівки до курсового проекту по дисципліні «Електричні системи та мережі» (для студентів спеціальності 6.090603)/Уклад.: Р.О.Пархоменко. – Кривий Ріг: КТУ , 2008.

7.Аржанникова А. Е., Мингалева Т. Ю. Проектирование электрической сети: Учеб. пособие/ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». –Иваново, 2014. – 141 с.

8.С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. Справочный материалы для курсового и дипломного проектирования (часть 1): Учебное электронное

										Арк.
										72
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ					



текстовое издание/Подготовлено кафедрой «Физическая и коллоидная химия». – Екатеринбург, 2005. – 52 с.

9.Черкасова Н.И. Электропитающие системы и электрические сети: Учебное пособие для студентов специальности 140211 всех форм обучения/Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2010. – 202 с.

10.Самонесущие изолированные провода. Издание пятое <https://www.el-com.ru/upload/iblock/35a/35ad810a1556a3cdc59ddcfb4214b358.pdf>

11.Программа курса, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» для студентів спеціальності 6.05070103 «Електротехнічні системи електроспоживання» усіх форм навчання / Укладачі: Д. В. Муриков, І. Л. Лебединський, П. О. Ваислега, С. М. Лебеда. – Суми: Вид-во СумДУ, 2017. - 34 с.

12.Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу “Електричні станції і підстанції” зі спеціальності 6.000008 “Енергоменеджмент” профілізації “Електроенергетичні системи” / Укладачі: Д.В.Муриков, І.Л.Лебединський, П.О.Василега. – Суми: Вид-во СумДУ, 2005.- 93 с.

13.ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N1).

14.Методичні вказівки до виконання курсового проекту “Понижувальна підстанція 35/110 кВ” з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій (для студентів 3, 4 курсів денної та 4 курсу заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології” зі спеціальності “Електротехнічні системи електроспоживання”) / Харк. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: В. Г. Воропай, В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, В. В. Скопенко. – Х.: ХНУМГ, 2014. - 92 с.

15.Ефанов, А.В. Проектирование подстанции: учебное пособие для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» / А.В. Ефанов. – Ставрополь: АГРУС, 2014.-70 с.

									Арк.
									73
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ				

16. Основи проектування та експлуатації електричної частини електричних станцій: Навчально-методичний посіб. / Уклад.: М. В. Костерев, Є. І. Бардик, Ю. В. Безбереж'єв та ін. – К.: ІВЦ. “Видавництво «Політехніка»”, 2003. – 120 с.

17. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.

18. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1980. – 600 с., ил.

19. Шабад М.А. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты, 2002.

20. Беляков Ю.С. Расчетные схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой и особенности расчета токов короткого замыкания с их учетом, 2001.

21. Жуков С.Ф. Расчет защит трансформаторов и автотрансформаторов. Учебное пособие. – Мариуполь: 2001.

22. Методические указания к выполнению курсовой работы по курсу ‘Релейная защита и Автоматика’ Составители В.С. Ноздренков, В.И. Романовский – Сумы, СумГУ, 2008

23. Електропостачання : підручник / П. О. Василега. – Суми : Сумський державний університет, 2019. – 521 с

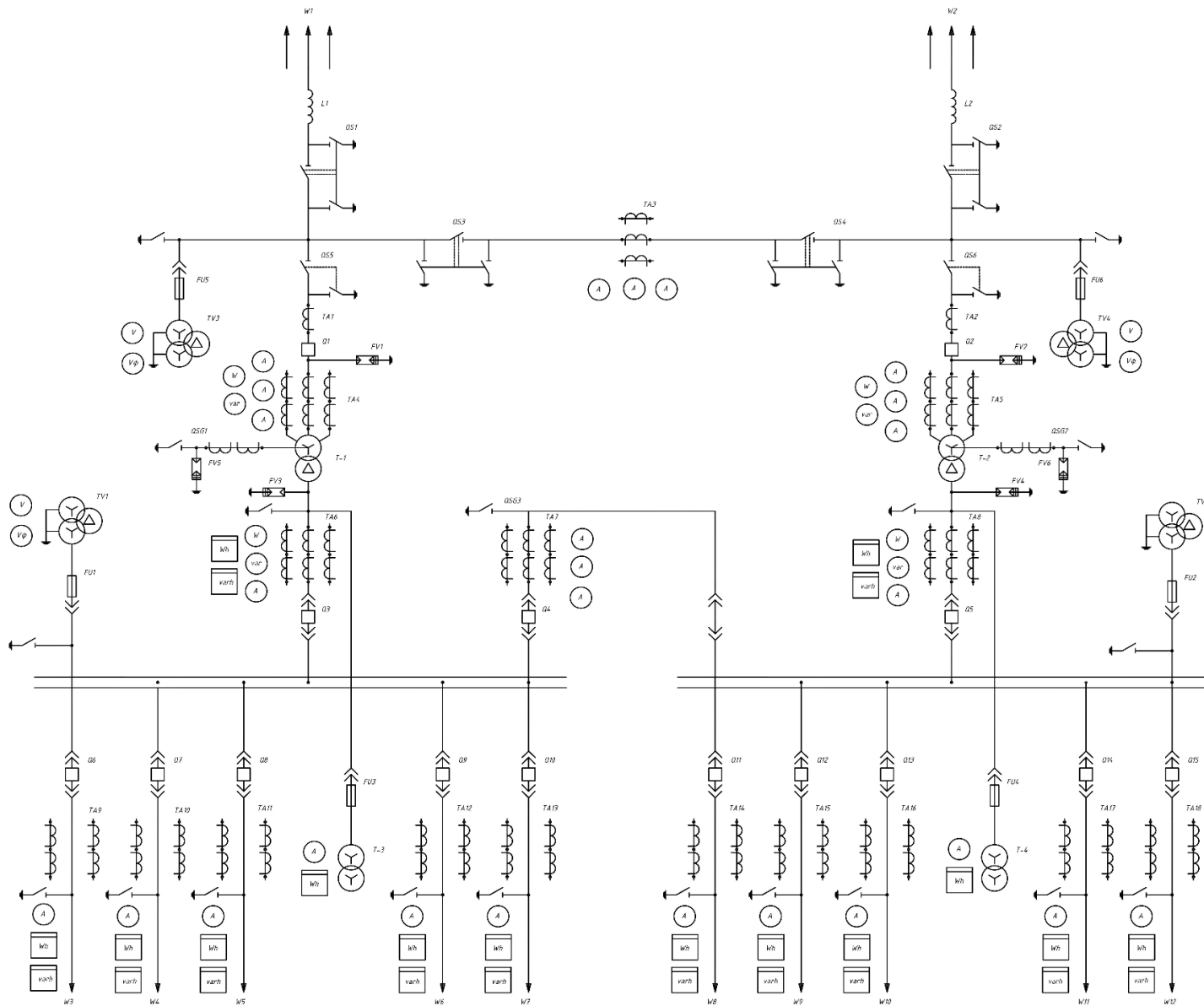
24. ДСТУ 2790-94. Системи електропостачання номінальною напругою до 1000 В; джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

25. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Згідно з наказом Міністерства палива та енергетики України від 25 липня 2006 року 258. – Київ, 2006. – 181

					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	ст	№ докум.	Підпис	Дата		74

ДОДАТКИ

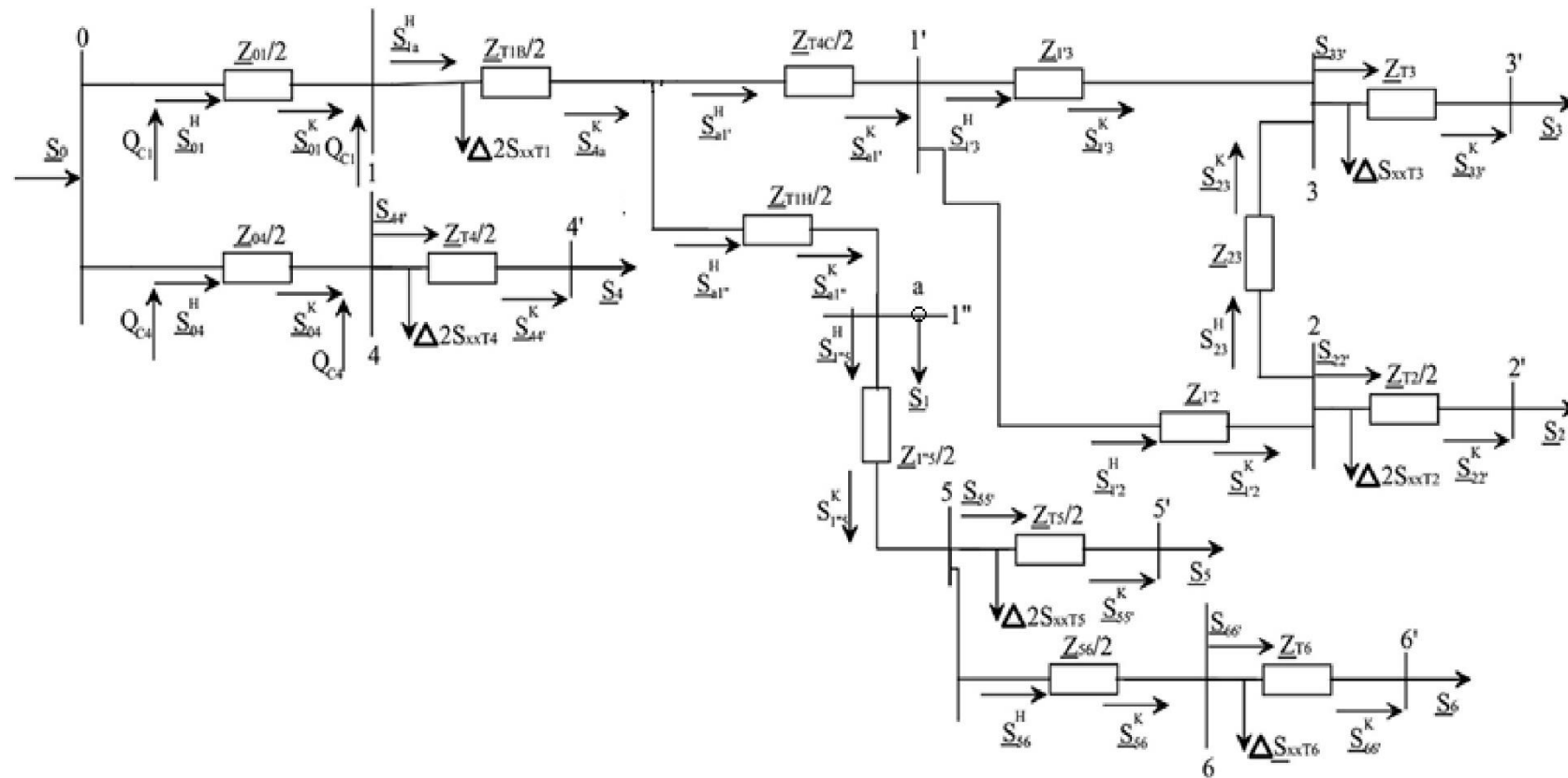
					<i>ДПЗ. 141..538 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
<i>Изм.</i>	<i>ст</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>1</i>



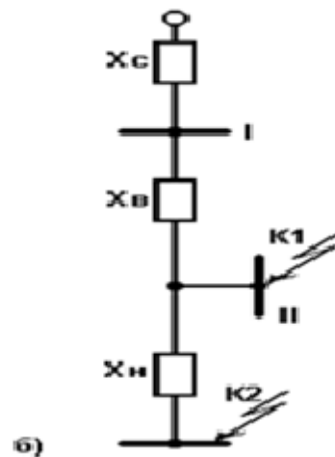
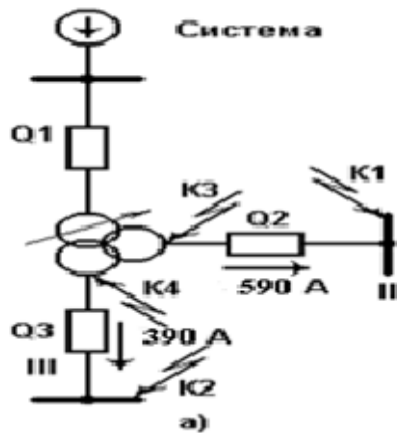
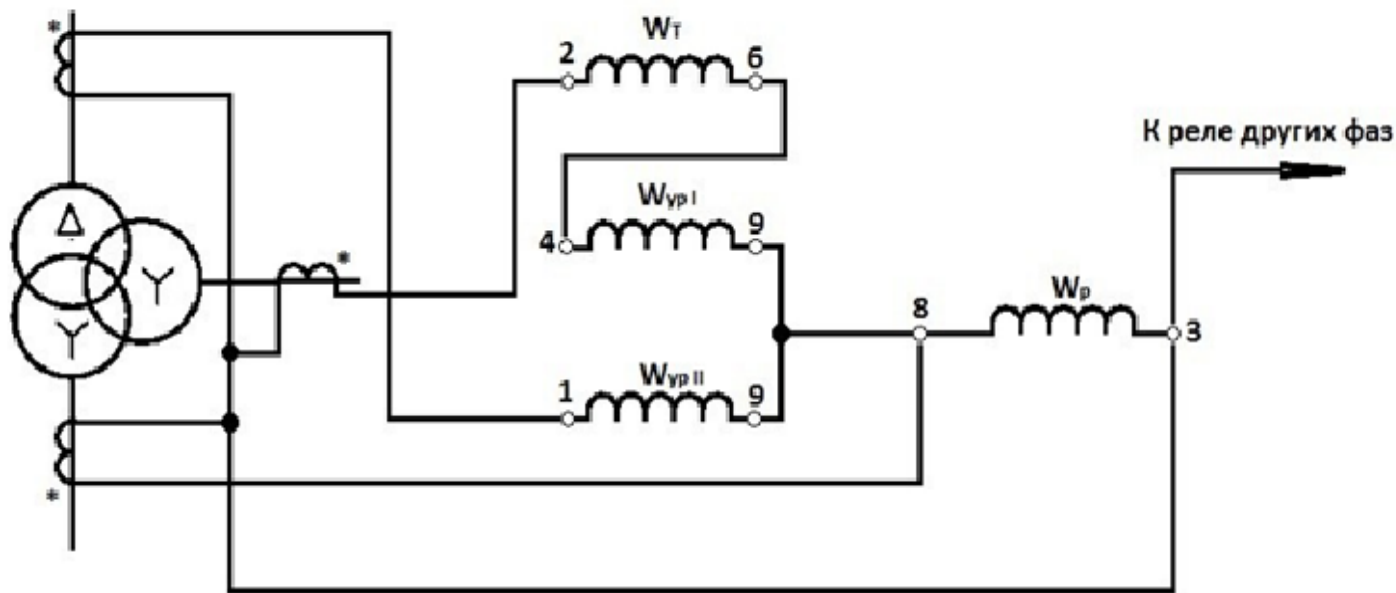
Перелік апаратів

Форм	Зона	Поз	Позначення	Найменування	К-ть	Прим
		1	T1,T2	Трансформатор силовий ТД-40000/110	2	
		2	Q1,Q2	Вимикач МКП-110Б-630-20У1	2	
		3	Q3,Q5	Вимикач ВЗ-10-3600-31,5-У3-Т3	2	
		4	Q4	Вимикач ВВЗ-10-31,5/2000У3	1	
		5	Q6...Q15	Вимикач ВПМ-10-20/630У2	4	
		6	QS1...QS6	Роз'єднувач зовн. РНД.1-110Б/1000 У1	6	
		7	TA1...TA5	Трансформатор струму ТВ110-І-600/5	5	
		8	TV3,TV4	Трансформатор напруги НКВ-110-58У1	2	
		9	FV1...FV2	Розрядник вентильний	2	
		10	FV3...FV6	Розрядник вентильний	4	
		11	QSG1...QSG3	Заземлювач однополюсний	3	
		12	TA6, TA8	Трансформатор струму ТЛК-10	2	
		13	TA9...TA18	Трансформатор струму ТВ10-ІІ-5000/5	10	
		14	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ - 100	2	
		15	TV1, TV2	Трансформатор напруги ЗНОЛ.06-10У3	2	
		16	TA7	Трансформатор струму ТВ110-ІІ-5000/5	1	
		17	A	Амперметр Э-335	26	
		18	V	Вольтметр	8	
		19	W	Ватметр Д-350	4	
		20	var	Варметр Д-345	4	
		21	Wh	Лічильник активної енергії СА-3	14	
		22	varh	Лічильник реактивної ене. СР-4	12	

				ЛПЗ. 141.538 ЕТ-61 ПЗ		
Ел. Діж. № докум.	Підпис	Дата		Схема замощення понижувальної підстанції ПС - 110/10 кВ		
Розроб. Вектор В.А.				Лист	Маса	Масштаб
Перевр. Вектор П.О.				Архив 1	Архив 1	1:1
				Розробка, підписання, рішення про вихід з проекту повинні бути зроблені за наявності всіх необхідних підписів та печаток.		
				СунДУ ЕТ-61		



				ЛПЗ 141...538 ЕТ-61 ПЗ		
Зм. Ізр. № док.:	Пі внос:	Дата:	Схема заміщення електричної мережі			
Розроб.:	Виконав.:	Перевр.:				
			Архив 1	Архив 2	1:1	
			Розробник: термодинамік, розробник: на об'єкті: системний інженер на заводі по виробництву електрики			
Умов.:			СумДУ ЕТ-61			



				ДПЗ. 141..538 ET-61 ПЗ		
Изм.	Лист	Недокум	Год.	Дата		
Разраб.	Лихвар В.А.				Лит	Лист
Пров.	Василева ПО					Листов
Нконтр.					СумДУ	
Утв.	Лебеденский Л.					
				Розрахунок релейного захисту трансформатора		