

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

Робота допущена до захисту
Зав. кафедри електроенергетики
_____ Лебединський І. Л.
“ ___ ” _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання”

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

Виконала студентка гр. ЕТ-61

Матвеева С. М.

Керівник, доцент, к.т.н

Василега П. О.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2020 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

СумДУ Суми – 2020

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	

Студентка _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

					<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>		<i>Матвеева С. М.</i>			<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Василега П.О.</i>				3	
<i>Консульт.</i>							
<i>Н. контр.</i>							
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І. Л.</i>					
					<i>Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання</i>		

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 71 с., 12 рис., 38 табл., 15 джерел.

Тема роботи: Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання.

Calculation of parameters and choice of electrical equipment of the power supply system.

Об'єкт дослідження – система електропостачання.

Мета роботи – необхідно розрахувати параметри електрообладнання системи електропостачання.

Графічні матеріали: схема заміщення електричної мережі; схема розміщення електрообладнання на підстанції.

Основний зміст роботи:

Розрахунок електричної мережі; розрахунок електричної частини станції та підстанції; розрахунок релейного захисту; охорона праці.

Ключові слова: Розрахунок параметрів, освітлення, правила улаштування електроустановок (ПУЕ), навантаження, коефіцієнт, охорона праці, джерело живлення, розподільчий пункт, струм.

					<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушіє</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Матвеева С. М.</i>						
<i>Керівник</i>		<i>Василега П.О.</i>					4	
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І. Л.</i>						

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ПЛ – повітряна лінія;
- ВН – висока напруга;
- ДЖ – джерело живлення;
- КЛ – кабельна лінія;
- ЛЕП – лінія електропередавання;
- НН – низька напруга;
- К.З. – коротке замикання;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- ПС – підстанція;
- РП – розподільний пристрій;
- РПН – регулювання напруги під навантаженням;
- СН – середня напруга;
- ТП – трансформаторна підстанція;
- СП – самоутриманий ізольований провід;
- ДСТ – державний стандарт.

					<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Матвєєва С. М.</i>			<i>Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Василєга П.О.</i>					5	
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І. Л.</i>						

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	9
1.1 Вихідні дані.....	9
1.2 Вибір схем електропостачання	9
1.3 Визначення довжин лінії.....	11
1.4 Визначення потоків потужності	11
1.5 Вибір номінальної напруги	12
1.6 Вибір перерізу проводів	13
1.7 Вибір трансформаторів на підстанціях.....	15
1.8 Складання схеми заміщення районної мережі.....	17
1.9 Електричний розрахунок режиму	19
1.10 Напруги у вузлах мережі.....	20
1.11 Регулювання напруги для схеми	21
1.12 Втрати в мережі.....	23
1.13 Аварійний режим роботи електричної схеми	24
1.14 Регулювання напруги у післяаварійному режимі.....	26
1.15 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми	26
2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	29
2.1 Вихідні дані.....	29
2.2 Вибір силових трансформаторів та перевірка за графіком навантаження	29
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання. Вибір високовольтних апаратів розподільчих пристроїв.....	31
2.4 Вибір ошиновки РП	35
2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги, трансформаторів власних потреб	40
2.6 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції	47

					<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Матвеева С. М.			Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Василега П.О.			6		
Консульт.							
Н. контр.							
Затверд.		Лебединський І. Л.					
<i>Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання</i>							

3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	50
3.1 Визначення параметрів, необхідних для розрахунку захисту трансформатора	50
3.2 Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту	51
3.3 Визначення чутливості захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні	53
3.4 Вибір установок реле ДЗТ	53
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕПЕКИ ПРИ ВИКОНАННІ МОНТАЖНИХ РОБІТ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	56
4.1 Структура електромонтажних організацій.....	56
4.2 Організація монтажних робіт.....	57
4.3 Вимоги техніки безпеки при виконанні монтажних робіт	61
4.4 Заходи безпеки під час робіт.....	62
Висновки	65
Список літератури.....	66
Додатки.....	68

					<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Матвєєва С. М.</i>			<i>Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Василєга П.О.</i>					7	
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І. Л.</i>						

ВСТУП

При виконанні роботи необхідно виконати розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання.

Під час виконання роботи необхідно зробити наступні пункти:

- Розробити конфігурації електричних мереж та визначити довжини ліній.
- Розрахувати струми та напруги, зробити вибір: проводів і кабелів, трансформатори для схеми.
- Розрахувати потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми.
- Вибрати силові трансформатори та перевірити за графіком навантаження.
- Розрахувати струми короткого замикання. Вибрати високовольтні апарати розподільчих пристроїв.
- Обрати трансформатори струму та напруги, трансформатори власних потреб.
- Вибрати схеми електричних з'єднань для обраної підстанції.
- Розрахувати: струм короткого замикання для максимального захисту лінії, перевірка чутливості захисту і струм спрацьовування реле.
- Вибрати та перевірити трансформатори струму і струмовий захист.

					<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Матвєєва С. М.</i>						
<i>Керівник</i>		<i>Василєга П.О.</i>					8	
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебєдинський І. Л.</i>						

1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вихідні дані

Вихідні дані для розрахунків наведені в таблицях 1.1 та 1.2

Таблиця 1.1 – Вихідні дані для розрахунків

Параметр	Споживачі					
	1	2	3	4	5	6
X, мм	-7	26	35	0	-10	10
Y, мм	16	21	12	23	18	20
P, МВт	49	43	68	43	548	752
Cosφ	0,95	0,95	0,81	0,78	0,84	0,8
T _м , год	4120	4530	4610	3620	5560	4180
Категорія	I	III	III	I	II	II

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	0,5
Споживач, до якого прив'язані споживачі 5 і 6	4
Частка всіх навантажень у мінімальному режимі P _{min} щодо максимального	0,61

1.2 Вибір схем електропостачання

Вибір економічно доцільних схем мережі є одним з основних завдань проекту. Схема мережі і знаходяться 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. 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;

<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>				
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Матвеева С. М.</i>		
<i>Керівник</i>		<i>Василега П.О.</i>		
<i>Консульт.</i>				
<i>Н. контр.</i>				
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І. Л.</i>		
<i>Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання</i>				
		<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
			9	

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

Конфігурація електричної мережі, що проектується, також у значній мірі визначається умовами надійності електропостачання. [16] У відповідності з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [5] 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.

При виборі схем електричної мережі можна користуватися наступними основними принципами:

- з пункту живлення проводиться двоколова лінія в один з найближчих пунктів електроспоживання або у пункт з найбільшим навантаженням;
- розгалуження електричної мережі повинне співпадати з будь-яким із
- вузлів навантаження і не може проходити довільно по місцевості;
- на основі загальних міркувань (довжини ліній, кількості вимикачів, втрат напруги і т.д.).

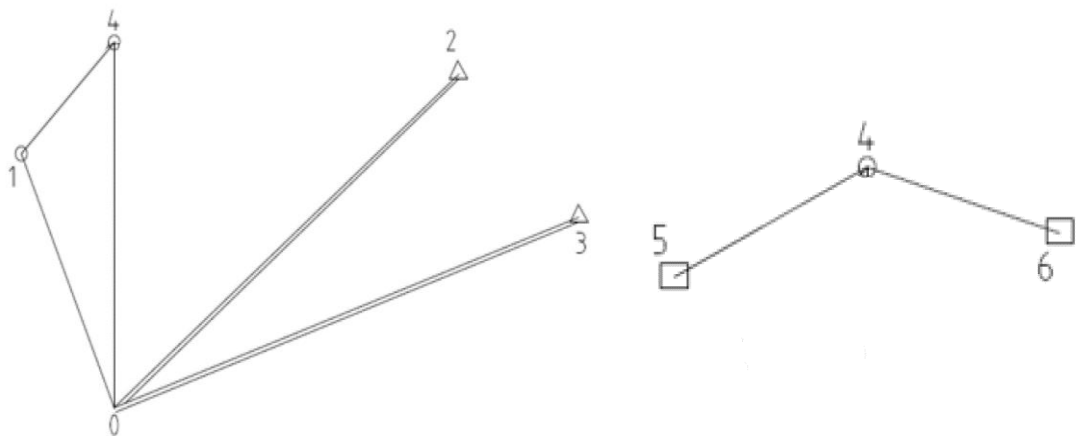


Рисунок 1.1 – Схема електричної мережі

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		10

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 не лінійності траси.

Результати розрахунку наведені у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Дійсні довжини ліній

Відрізок лінії	Довжина на карті, мм	Коефіцієнт нелінійності	Дійсна довжина, км
0-1	17,464	1,16	40,516
0-2	33,422	1,16	77,539
0-3	37	1,16	85,84
0-4	23	1,16	53,36
1-4	9,9	1,16	22,968
4-5	11,18	1,16	6,484
4-6	10,44	1,16	6,055

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).

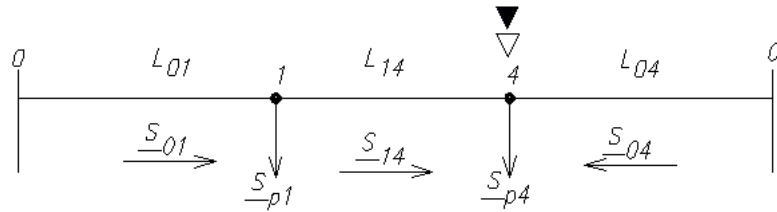


Рисунок 1.2 – Розрахунок потужностей у замкненій мережі

Проводимо розрахунок потоків потужностей:

$$\underline{S}_{01} = \frac{\underline{S}_{P1} (L_{14} + L_{04}) + \underline{S}_{P4} \cdot L_{04}}{L_{01} + L_{14} + L_{04}};$$

$$\underline{S}_{14} = \underline{S}_{01} - \underline{S}_{P1};$$

$$\underline{S}_{04} = \underline{S}_{P4} - \underline{S}_{14}.$$
(1.2)

Виконуємо перевірку розрахунків:

$$\underline{S}_{01} + \underline{S}_4 = \underline{S}_{P1} + \underline{S}_{P4};$$

$$\underline{S}_{P4} - \underline{S}_{14} - \underline{S}_{04} = 0;$$

$$\underline{S}_{P1} + \underline{S}_{14} - \underline{S}_{01} = 0.$$
(1.3)

Таблиця 1.4 – Результати розрахунку потокорозподілу для мережі

Ділянка	N	L, км	P ^H , МВт	Q ^H , МВт
0-1	1	40,516	52,24	26,694
0-2	2	77,539	43	14,133
0-3	2	85,84	68	49,231
0-4	1	53,36	41,06	24,827
1-4	1	22,968	3,24	10,589
4-5	1	6,484	0,548	0,354
4-6	1	6,055	0,752	0,564

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). [5]

Доцільна напруга лінії електропередавання 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 таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 - Результати розрахунку напруг для схеми

Відрізок лінії	0-1	0-2	0-3	0-4	1-4	4-5	4-6
n, шт	1	2	2	1	1	1	1
U, кВ	128,888	90,267	112,257	119,305	35,501	14,682	17,132
U _{ном} , кВ	110	110	110	110	110	20	20

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. [1]

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; α_i – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження з роками експлуатації лінії, в.о.; α_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

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		13

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^2 .

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

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

Таблиця 1.6 – Перерізи проводів схеми мережі

Лінія	$U_{ном.}, \text{кВ}$	N	$S_M, \text{МВА}$	$I_p, \text{А}$	Провод	$I_{доп.}, \text{А}$
0-1	110	1	58,665	307,911	АС-240/32	605
0-2	110	2	45,263	118,785	АС-240/32	605
0-3	110	2	83,951	220,313	АС-240/32	605
0-4	110	1	47,983	251,844	АС-240/32	605
1-4	110	1	11,073	58,121	АС-240/32	605
4-5	20	1	0,652	18,833	СИП 1×35	200
4-6	20	1	0,94	27,135	СИП 1×35	200

Таблиця 1.7 – Параметри схеми заміщення лінії

Лінія	Провод	L, км	N	$R_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{Ом}$	$B_{л} \cdot 10^{-6}, \text{Ом}$	$Q_B, \text{МВАр}$
0-1	АС-240/32	40,516	1	4,862	16,409	-	-
0-2	АС-240/32	77,539	2	4,652	15,702	-	-
0-3	АС-240/32	85,84	2	5,15	17,383	-	-
0-4	АС-240/32	53,36	1	6,403	21,611	-	-
1-4	АС-240/32	22,968	1	2,756	9,302	-	-
4-5	СИП 1×35	6,484	1	6,394	-	-	-
4-6	СИП 1×35	6,055	1	5,97	-	-	-

1.7 Вибір трансформаторів на підстанціях

Вибір кількості трансформаторів (автотрансформаторів) залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів і є, таким чином, техніко-економічною задачею. [16]

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. [5]

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]

$$S_{\text{спож}} = \frac{P, \text{ МВТ}}{\cos\varphi}$$
$$S_{\text{Т розр}} = \frac{S_{\text{спож}}}{1.4} \quad (1.8)$$

де n_{T} – число однотипних трансформаторів, установлених на підстанції;
 $S_{\text{СНmaxi}}$, $S_{\text{ННmaxi}}$ – максимальні повні потужності навантаження відповідно на стороні середньої (СН) і нижчої (НН) напруги.

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

$$K_3 = \frac{S_{\text{т. розр}}}{n_{\text{T}} \cdot S_{\text{т. ном}}} \quad (1.9)$$

Також для одно трансформаторних ТП його значення не повинно перевищувати 0.9, а для двотрансформаторних ТП – 0.5÷0.7.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		15

Результати розрахунків вибору кількості і потужності трансформаторів, необхідних для встановлення на всіх ПС, показані в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 - Результати розрахунку для вибору трансформаторів

№ ПС	Категорія споживачів	$S_{т.розр},$ МВА	$S_{т.ном},$ МВА	K_3	Кількість трансформаторів
1	I	36,842	ТРДЦН-63000/110	0,585	2
2	III	45,263	ТРДЦНК-63000/110	0,718	1
3	III	83,951	ТДЦ-125000/110	0,672	1
4	I	39,377	ТДТН-63000/110	0,625	2
5	II	0,466	ТМ-0,8/20	0,582	2
6	II	0,671	ТМ-1/20	0,671	2

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

Таблиця 1.9 – Технічні дані трансформаторів

№ ПС	$S_H,$ МВА	$\Delta P_K,$ кВт	$U_K,$ %	$\Delta P_X,$ кВт	$I_X,$ %
1	63	260	10,5	59	0,6
2	63	245	10,5	59	0,6
3	125	400	10,5	120	0,55
4	63	290	10,5; 17; 6,5	56	0,7

Таблиця 1.10 – Параметри трансформаторів

№ ПС	S _Н , МВА	N	R _Т , Ом	X _Т , Ом	ΔP _{ХХ} , МВА	ΔQ _{ХХ} , МВА
1	63	2	0,435	11	0,118	0,82
2	63	1	0,8	22	0,059	0,378
3	125	1	0,37	12,3	0,12	0,688
4	63	2	0,25; 0,25; 0,25	11; 0; 6,8	0,112	0,882

Примітка для ПС-4 де встановлено три обмотковий трансформатор, 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, генераторів відповідно до комутаційної схемою системи. [3]

Схема заміщення обраної енергосистеми приведена на рисунку 1.3.

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

- для n повітряних ліній:

$$\underline{Z}_L = \frac{r_0 \cdot l + x_0 \cdot l}{n}; Q_C = \frac{b_L \cdot U_H^2}{2} = \frac{n \cdot b_0 \cdot l \cdot U_H^2}{2} \quad (1.11)$$

де n – кількість ланцюгів у лінії.

- для 2 паралельно працюючих трансформаторів:

$$\Delta S_{xx} = 2(\Delta P_{xx} + j\Delta Q_{xx}) \quad (1.12)$$

Визначенні параметри схеми заміщення зображуємо на рисунку 1.3.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		17

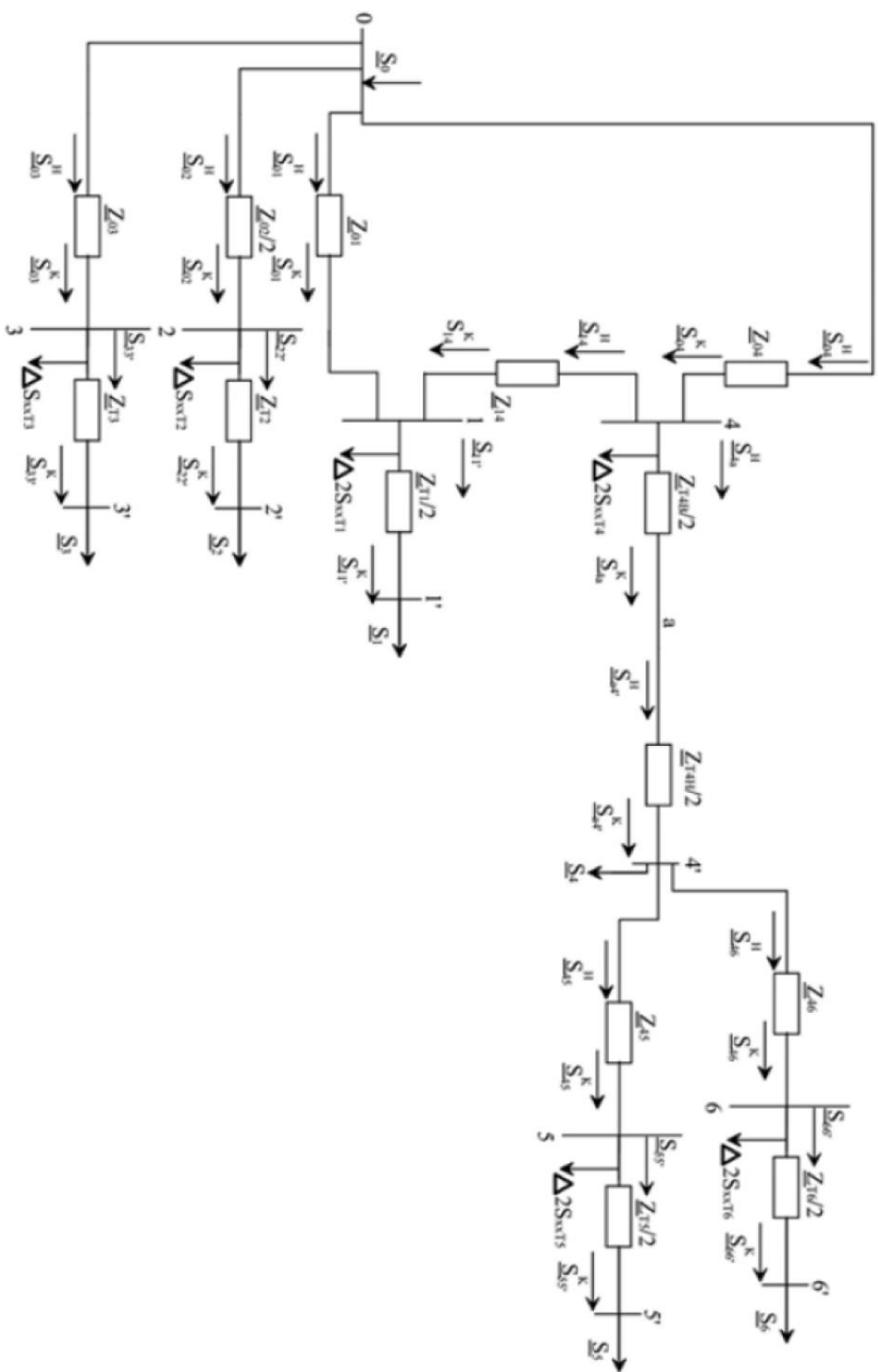


Рисунок 1.3 - Схема заміщення електричної мережі

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

1.9 Електричний розрахунок режиму

Потужність у кінці лінії:

$$\underline{S}_L^K = \underline{S}_L + \Delta \underline{S}_T - jQ_C \quad (1.13)$$

Втрати у лінії:

$$\Delta \underline{S}_L = \frac{(\underline{S}_L^K)^2}{U_H^2} \underline{Z}_L \quad (1.14)$$

Втрати у трансформаторі:

$$\Delta \underline{S}_T = \frac{(\underline{S}_T^K)^2}{U_{BH}^2} \underline{Z}_T \quad (1.15)$$

Потужність на початку лінії:

$$\underline{S}_L^H = \underline{S}_L^K + \Delta \underline{S}_L \quad (1.16)$$

Потік потужності у лінії:

$$\underline{S}_L = \underline{S}_L^H - jQ_C \quad (1.17)$$

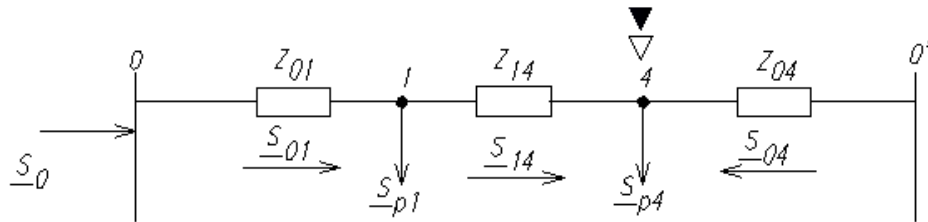


Рисунок 1.4 - Схема заміщення замкненої електричної мережі схеми

Використовуємо формули 1.2 для розрахунку даної замкненої мережі, однак замість довжин ліній, використовуємо спряжені опори ділянок. [2] Перевірки виконуємо згідно першого закону Кірхгофа, яка вказано була вище у формулі 1.3.

$$\underline{S}_{01} = \frac{\underline{S}_{01} (\underline{Z}_{14}^* + \underline{Z}_{04}^*) + \underline{S}_{P4} \cdot \underline{Z}_{04}^*}{\underline{Z}_{01}^* + \underline{Z}_{14}^* + \underline{Z}_{04}^*}, \quad (1.18)$$

$$\underline{S}_{14} = \underline{S}_{01} - \underline{S}_{P1},$$

$$\underline{S}_{04} = \underline{S}_{P4} - \underline{S}_{14}.$$

Виконуємо перевірку розрахунків:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{01} + \underline{S}_{04} &= \underline{S}_{P1} + \underline{S}_{P4}, \\ \underline{S}_{P4} - \underline{S}_{14} - \underline{S}_{04} &= 0, \\ \underline{S}_{P1} + \underline{S}_{14} - \underline{S}_{01} &= 0. \end{aligned} \quad (1.19)$$

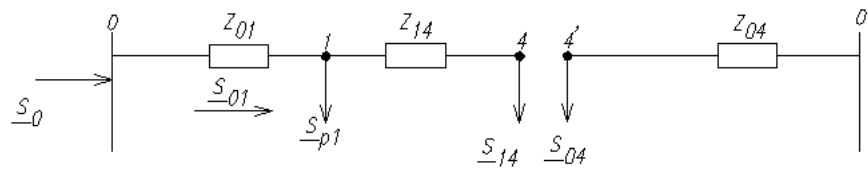


Рисунок 1.5 - Направлення потужностей у точці співпадіння поточкорозподілу активної та реактивної потужності

Результати розрахунку потужностей та напруги у вузлах наведені у таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	S_i^K , МВА	S_i^H , МВА
2-2'	43+j14,133	43,062+j14,587
0-2	43,062+j14,587	43,079+j14,646
3-3'	68+j49,231	68,122+j49,997
0-3	68,122+j49,997	68,158+j50,118
5-5'	0,548+j0,354	0,553+j0,39
4-5	0,553+j0,39	0,564+j0,39
6-6'	0,752+j0,564	0,759+j0,607
4-6	0,759+j0,607	0,773+j0,607
a-4'	44,337+j35,496	44,339+j35,525
a-4	44,339+j35,525	44,452+j36,454
1-1'	49+j16,106	49,12+j16,968
0-4	41,184+j25,69	41,21+j25,777
1-4	3,267+j10,764	3,27+j10,772
0-1	52,39+j27,741	52,414+j27,821
S_0 , МВА		204,861+j118,362

1.10 Напруги у вузлах мережі

Вихідною інформацією для визначення рівня напруг є поточкорозподіл 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

$$U_1 = U_2 + \Delta U_2 + j\delta U_2 = U_2 + \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^K X_{12}}{U_2} + j \frac{P_{12}^K X_{12} + Q_{12}^K R_{12}}{U_2} \quad (1.20)$$

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

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

де ΔU і δU - 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

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2)^2 + (\delta U_2)^2} \quad (1.22)$$

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

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 ділянки, кВ	Напруга в кінці ділянки, кВ	$U_{ном}$, кВ	Відхилення U від $U_{ном}$ δ , %
0-1	4,862+j16,409	52,414+j27,821	121	115,121	110	+4,655
0-2	4,652+j15,702	43,079+j14,646	121	117,443	110	+6,766
0-3	5,15+j17,383	68,158+j50,118	121	110,899	110	+0,817
0-4	6,403+j21,611	41,21+j25,777	121	114,172	110	+3,793
1-4	2,756+j9,302	3,27+j10,772	115,121	114,172	110	+3,793
4-5	6,394	0,564+j0,39	21,117	20,898	20	+4,49
4-6	5,97	0,773+j0,607	21,117	20,946	20	+4,73

1.11 Регулювання напруги для схеми

У цьому розділі вирішується завдання забезпечення у споживачів відхилення напруги, що відповідають ДСТУ 13109-97. [8] 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. [4]

Кількість робочих відгалужень понижуючих трансформаторів

$$n_{\text{отл.жсел.}} = \left(\frac{U'_{\text{НН}} U_{\text{НН}}}{U_{\text{н.жсел.}} U_{\text{ВН}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}} \quad (1.23)$$

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

Дійсна напруга на шинах НН:

$$U_{\text{Н}} = \frac{U'_{\text{НН}} U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}} \left(1 + n_{\text{отв}} \frac{\Delta U_{\text{отв}}}{100} \right)} \quad (1.24)$$

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	115,121	117,443	110,899	110,563	20,898	20,946
Напруга на стороні НН, приведена до ВН U_i^B , кВ	113,314	114,417	105,126	110,382	20,816	20,878
Розрахована напруга на стороні НН U_{iH} , кВ	10,346	6,268	9,599	10,588	0,41	0,411
$U_{\text{номНН}}$, кВ	10,5	6,3	10,5	11	0,433	0,433
Відхилення U від $U_{\text{ном}}$ δ , %	-1,47	-0,51	-8,58	-3,77	-5,31	-5,08
Обране відгалуження РПН $\pm n \cdot \delta U\%$	- 1×1,78%	0×1,78%	- 2×2,5%	- 2×1,78%		
Дійсна напруга на стороні НН, кВ	10,534	11,481	10,104	10,948		

1.12 Втрати в мережі

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

$$\Delta P_l = \left(\frac{S_{л. \max}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_l \quad (1.25)$$

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

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

$$\begin{aligned} \Delta W_l &= \Delta P_l \cdot \tau; \\ \tau &= (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \end{aligned} \quad (1.26)$$

де τ – 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 $T_{нб}$.

$$T_{нбi} = \frac{\prod_{i=1}^k P_i \cdot T_{нбi}}{\sum_{i=1}^k P_i} \quad (1.27)$$

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

- для двохобмотувальних трансформаторів

$$\Delta P_T = n_T \cdot \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{ном.тр.}} \right)^2 \quad (1.28)$$

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;

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		23

- для трьохобмоточних трансформаторів

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \cdot \left[\Delta P_{K.BH} \cdot \left(\frac{S_B}{S_{BH}} \right)^2 + \Delta P_{K.CH} \cdot \left(\frac{S_C}{S_{CH}} \right)^2 + \Delta P_{K.HH} \cdot \left(\frac{S_H}{S_{HH}} \right)^2 \right] + n_T \cdot \Delta P_X \quad (1.29)$$

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

Втрати $\Delta P_{X\Sigma}, \Delta P_{K\Sigma}$ - розраховують окремо, [5] оскільки річні втрати електроенергії в трансформаторах підстанцій споживачів визначають по формулі

$$\Delta W_{T\Sigma} = \Delta P_{X\Sigma} \cdot T + \Delta P_{K\Sigma} \cdot \tau \quad (1.30)$$

Таблиця 1.14 - Втрати у схемі

Ділянка мережі	Тнб, год	P, МВт	$\Delta W_{л}$, МВт·год
0-1	4120	1,415	3560,833
0-2	4530	0,796	2321,553
0-3	4610	3,047	9133,256
4-5	5560	0,008	30,472
4-6	4180	0,014	37,13
1-4	4120	0,029	72,654
0-4	4306	1,25	3369,389
$\Delta W_{л\Sigma}$			18525,286
ПС		ΔW_T , МВт·год	
1		1256,302	
2		888,974	
3		1599,192	
4		1306,483	
5		29,141	
6		33,916	
$\Delta W_{T\Sigma}$		5114,007	

$$\Delta W_A = \Delta W_{л\Sigma} + \Delta W_{T\Sigma} = 23639,293 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

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. [1]

Приймаємо, що обривається один із проводів на ділянці 0-3. Та перевіримо, чи витримує залишений провід аварійне навантаження. На схемі рисунку 1.3 опір ділянки 0-3 буде позначений замість $Z_{03}/2 - Z_{03}$, збільшеться опір ділянки.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунків потужностей під час аварійного режиму

Ділянка	S_i^K , МВА	S_i^H , МВА
2-2'	43+j14,133	43,062+j14,587
0-2	43,062+j14,587	43,079+j14,646
3-3'	68+j49,231	68,122+j49,997
0-3	68,122+j49,997	68,194+j50,24
5-5'	0,548+j0,354	0,553+j0,39
4-5	0,553+j0,39	0,564+j0,39
6-6'	0,752+j0,564	0,759+j0,607
4-6	0,759+j0,607	0,773+j0,607
a-4'	44,337+j35,496	44,339+j35,525
4-a	44,339+j35,525	44,452+j36,454
1-1'	49+j16,106	49,12+j16,968
0-4	41,184+j25,69	41,21+j25,777
1-4	3,267+j10,764	3,27+j10,772
0-1	52,39+j27,741	52,414+j27,821
S_0 , МВА		204,897+j118,483

Перевіримо ділянку 0-3, на виконання умови $I_{дон} \geq I_{розр}$. Знаходимо розрахунковий струм для неї $I_{розр} = 444,571$ А. Порівнюємо значення з допустимим, яке прийняли згідно перерізу і має, що умова виконується $605 \text{ А} \geq 444,571 \text{ А}$. Дана мережа із відповідними параметрами допустима для аварійного режиму.

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 ділянки, кВ	Напруга в кінці ділянки, кВ	$U_{ном}$, кВ	Відхилення U від $U_{ном}$ δ , %
0-1	4,862+j16,409	52,414+j27,821	121	113,259	110	+2,963
0-2	4,652+j15,702	43,079+j14,646	121	117,443	110	+6,766
0-3	10,301+j34,765	68,194+j50,24	121	110,88	110	+0,8
0-4	6,403+j21,611	41,21+j25,777	121	114,215	110	+3,832
1-4	2,756+j9,302	3,27+j10,772	114,215	113,259	110	+2,963
4-5	6,394	0,564+j0,39	21,125	20,907	20	+4,535
4-6	5,97	0,773+j0,607	21,125	20,954	20	+4,77

1.14 Регулювання напруги у післяаварійному режимі

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	113,259	117,443	110,88	114,215	20,907	20,954
Напруга на стороні НН, приведена до ВН U_i^B , кВ	111,422	114,417	105,106	110,427	20,824	20,886
Розрахована напруга на стороні НН U_{iH} , кВ	10,173	6,268	9,597	10,563	0,41	0,411
$U_{ном}$, кВ	10,5	6,3	10,5	11	0,433	0,433
Відхилення U від $U_{ном}$ δ , %	-3,114	-0,508	-8,6	-3,973	-5,312	-5,081
Обране відгалуження РПН $\pm n \cdot \delta U$	-2×1,78%	0×1,5%	-2×1,78%	-2×1,78%	-	-
Дійсна напруга на стороні НН. кВ	10,549	6,268	10,102	10,952	-	-

1.15 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми

Послідовність розрахунків нормального режиму при мінімальних навантаженнях така ж, як і режиму при максимальних навантаженнях. [4]

Але потужності, надходять до споживачів беремо із нової таблиці навантажень, з урахуванням частки всіх навантажень у мінімальному режимі

P_{min} щодо максимального, за формулою:

$$\underline{S}_{min} = \underline{S}_{max} \cdot k_{min} \quad (1.31)$$

									Арк.
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ				

Ця схема є економічною, оскільки в ній найменші втрати, для більшого підтвердження вибору схему, можливо порівняння у загальній довжині системі, вартості обладнання – трансформаторів. Схема допускається для роботи мережі у аварійному режимі, провід марки АС-240/32. Умовою виконання була нерівність $I_{дон} \geq I_{розр}$.

Регулювання напруги виконувалися відповідними типами трансформаторів, за допомогою відпайок встановлювали бажану напругу, щоб $U_{баж.ПС} \geq U_{ПС}$. Однак деякі типи трансформаторів не дозволяли отримати бажану напругу, оскільки мали відповідне обмеження $\pm 2*1,78$ (де граничне значення ступені – 2 та +2), трансформаторні ПС 5 і ПС 6 не мають пристроїв РПН, а лінійні регулятори є лише для класу напруги 10 кВ і 35 кВ, і т.д.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		28

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Вихідні дані

Вихідними даними для курсового проекту є:

1. Номінальне навантаження споживачів, приєднаних на боці низької напруги (НН) підстанції.

2. Потужність КЗ системи.

3. Реактивні опори ліній зв'язку із енергосистемою.

4. Добовий графік навантаження споживачів підстанції.

Живильні лінії (L_1 та L_2) представлені проводом марки АС-240/32.

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

Таблиця 2.1 – Вихідні дані підстанції

№ з/п	Тип трансформатора	X_T , Ом	X_{L1} , Ом	X_{L2} , Ом	S_C , МВА	$S_{спож}$, МВА	t, °C
3	ТРДЦН-63000/ 110/10	22	16,409	9,302	2500	36,842	-20

Таблиця 2.2 – Вихідні дані для графіку навантаження

Годин и	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{нав}$, %	60	30	60	80	90	70	80	105	95	110	140	108
$S_{нав}$, МВА	30, 9	15, 5	30, 9	41, 3	46, 4	36, 1	41, 3	54, 2	4 9	56, 7	72, 2	55, 7

2.2 Вибір силових трансформаторів та перевірка за графіком навантаження

Повна потужність навантаження підстанції становить:

$$S_{спож} = \frac{P_{ном.нав}}{\cos \varphi_{нав}} = \frac{49}{0.95} = 51,58 \text{ МВА} \quad (2.1)$$

З урахуванням припустимого аварійного перевантаження на 40% понад номінальне значення потужність трансформатора складає: [7]

$$S_{ном.тр} = \frac{S_{спож}}{k_{ан}} = \frac{51,58}{1.4} = 36,84 \text{ МВА} \quad (2.2)$$

Приймаємо стандартну потужність трансформатора 63 МВА.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ		
Розроб.		Матвеева С. М.					
Керівник		Василега П. О.				29	
Консульт.					Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання		
Н. контр.							
Затверд.		Лебединський І. Л.					

Знаходимо значення навантажень для кожного періоду часу.

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



Рисунок 2.1 – графік навантаження підстанцій

Коефіцієнт початкового навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

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

$$K_1 = \frac{1}{63} \times \sqrt{\frac{30,9^2 \times 4 + 15,5^2 \times 2 + 41,3^2 \times 4 + 46,4^2 \times 2 + 36,1^2 \times 2 + 54,2^2 \times 2 + 56,7^2 \times 2 + 49^2 \times 2 + 55,7^2 \times 2}{4 + 2 + 4 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2}} = 0,688$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – потужність навантаження відповідного ступеня графіку ($S_1, S_2, \dots, S_n \leq S_{\text{НОМ.тр}}$); $t_1, t_2 \dots t_n$ – тривалість відповідного ступеня, год.

Попереднє значення коефіцієнта перевантаження визначається за формулою:

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

$$K_2' = \frac{1}{63} \times \sqrt{\frac{72,2^2 \times 2}{2}} = 1,15$$

де S'_1, S'_2, \dots, S'_n – потужність навантаження відповідного ступеня графіка ($S'_1, S'_2, \dots, S'_n, S_{\text{НОМ.ТР.}}$); h_1, h_2, \dots, h_n – тривалість відповідних ступенів перевантаження, год.

$$K_{\text{МАХ}} = \frac{S_{\text{МАХ}}}{S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{72,2}{63} = 1,15 \quad (2.6)$$

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

Оскільки $K'_2 > 0.9K_{\text{МАХ}} = 0.9 \times 1.15 = 1,04$, то остаточно беремо

$$K_2 = K_{2\text{реал}} = 1.15.$$

Згідно значень $K_1=0.688$ та часу перевантаження $h=8$ знаходимо у ДСТ 14209-85 при температурі охолодження $t_{\text{охол}}=-20^\circ\text{C}$, для трансформатора ТРДЦН-63000/110 значення $K_{2\text{ГОСТ}}=1.7$. Значення $K_{2\text{ГОСТ}} > K_{2\text{реал}}$, тобто обраний раніше трансформатор задовольняє вимогам. [6]

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання. Вибір високовольтних апаратів розподільчих пристроїв

Шляхом поступового перетворення схему привести до більш простого вигляду – так, щоб кожне джерело живлення з еквівалентною ЕРС були зв'язані з точкою короткого замикання одним опором (рисунок 2.2). [9]

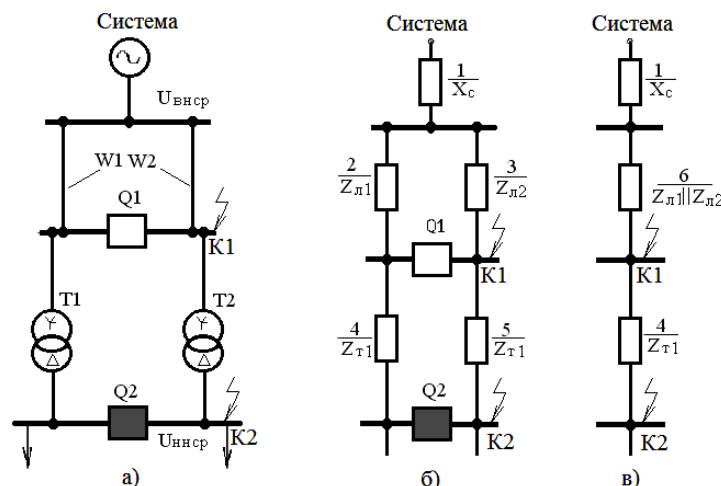


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема (а) і схеми заміщення (б) і (в) для тупикової чи відгалуджувальної підстанції (зафарбовані вимикачі означають їх вимкнутий стан)

Розрахунок струмів КЗ виконується в іменованих одиницях з точним приведенням. $U_{ОСН}=U_{ВН}=110$ кВ.

Опір ліній

$$X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{16,409 \cdot 9,302}{16,409 + 9,302} = 5,937 \text{ Ом} \quad (2.7)$$

Опір трансформаторів

$$X_T = \frac{22}{2} = 11 \text{ Ом} \quad (2.8)$$

Опір системи

$$X_C = \frac{U_{ВН}^2}{S_{КЗ.С}} = \frac{110^2}{2500} = 4,84 \text{ Ом} \quad (2.9)$$

Періодична складова струму КЗ в точці К₁

$$I_{K1} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_L + X_C)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,937 + 4,84)} = 5,893 \text{ кА} \quad (2.10)$$

Періодична складова струму КЗ в точці К₂

$$I_{K2} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_L + X_C + X_T)} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,937 + 4,84 + 11)} \cdot \frac{110}{10} = 32,0794 \text{ кА} \quad (2.11)$$

Ударний струм:

$$\text{- в точці К}_1 i_y = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 5,893 = 13,418 \text{ кА} \quad (2.12)$$

$$\text{- в точці К}_2 i_y = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 32,0794 = 73,0411 \text{ кА} \quad (2.13)$$

Вважаємо, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму КЗ незмінні у часі, тому через час, рівний часу відключення $I_{\pi\pi} = I_{K1} = 5,893 \text{ кА}$ для точці К₁; $I_{\pi\pi} = I_{K2} = 32,0794 \text{ кА}$ для точці К₂.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача:

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

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 5,893 \cdot e^{-0.06/0.025} = 0,756 \text{ кА} \quad (2.14)$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot 32,0794 \cdot e^{-0.1/0.05} = 6,14 \text{ кА}$$

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

Інтеграл Джоуля (термічна стійкість)

- в точці K_1 $B_k = I_{K1}^2 \cdot (\tau + T_a) = 5,893^2 \cdot (0.06 + 0.025) = 2,952 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.15)$

- в точці K_2 $B_k = I_{K2}^2 \cdot (\tau + T_a) = 32,0794^2 \cdot (0.1 + 0.05) = 154,363 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.16)$

Таблиця 2.3 – 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, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Шини 110 кВ (K_1)	5,893	13,418	5,893	0,756	2,952
Шини 10 кВ (K_2)	32,0794	73,0411	32,0794	6,14	154,363

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{110\text{max}} = \frac{1.4S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{1.4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 462 \text{ А} \quad (2.17)$$

Струм у колі ввідних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10}^B = \frac{1.4S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{1.4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092 \text{ А} \quad (2.18)$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{10}^{C.B} = \frac{0.7S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{0.7 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546 \text{ А} \quad (2.19)$$

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

$$I_{10}^{omx} = \frac{1.4S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = \frac{1.4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509 \text{ A} \quad (2.20)$$

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном.}$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	462 А	630 А
$I_{\pi 0} \leq I_{пр.СКВ}$	5,893 кА	20 кА
$i_{уд.} \leq i_{СКВ}$	13,418 кА	52 кА
$I_{\pi\tau} \leq I_{відк.ном.}$	5,893 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	0,756 кА	$\sqrt{2} \cdot \frac{45 \cdot 20}{100} = 12.728 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{\tau ном.}^2 \cdot t_T$	2,952 кА ² ·с	20 ² ·3 кА ² ·с

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

Таблиця 2.5 – Вибір роз'єднувачів на напрузі 110 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном.}$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	462 А	1000 А
$i_{уд.} \leq i_{СКВ}$	13,418 кА	80 кА
$B_K \leq I_{\tau ном.}^2 \cdot t_T$	2,952 кА ² ·с	31.5 ² ·3 кА ² ·с

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

Таблиця 2.6 – 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	5092 А	5600 А
$I_{\pi 0} \leq I_{пр.СКВ}$	32,0794 кА	64 кА
$i_{уд.} \leq i_{СКВ}$	73,0411 кА	170 кА
$I_{\pi\tau} \leq I_{відк.ном.}$	32,0794 кА	64 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	6,14 кА	$\sqrt{2} \cdot \frac{64 \cdot 20}{100} = 18,102 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{\tau ном.}^2 \cdot t_T$	154,363 кА ² ·с	64 ² ·4 кА ² ·с

Вимикач типу МГГ-10-5000-63УЗ відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.7 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2546 А	3600А
$I_{\pi 0} \leq I_{пр.СКВ}$	32,0794 кА	31.5 кА
$i_{уд.} \leq i_{СКВ}$	73,0411 кА	80 кА
$I_{пт} \leq I_{відк.ном.}$	32,0794 кА	31.5 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	6,14 кА	$\sqrt{2} \cdot \frac{31.5 \cdot 20}{100} = 8.910$ кА
$B_K \leq I_{\tau ном.}^2 \cdot t_T$	154,363 кА ² ·с	31.5 ² ·4 кА ² ·с

Секційний вимикач типу ВЭ-10-3600-20-У3(Т3) задовільняє умовам.

Таблиця 2.8 – Вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	509 А	630 кА
$I_{\pi 0} \leq I_{пр.СКВ}$	32,0794 кА	20 кА
$i_{уд.} \leq i_{СКВ}$	73,0411 кА	52 кА
$I_{пт} \leq I_{відк.ном.}$	32,0794 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	6,14 кА	$\sqrt{2} \cdot \frac{20 \cdot 20}{100} = 5.657$ кА
$B_K \leq I_{\tau ном.}^2 \cdot t_T$	154,363 кА ² ·с	20 ² ·4 кА ² ·с

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

Каталожні дані вимикачів та роз'єднувачів використанні із таблиць [9, с. 40-42]

2.4 Вибір ошиновки РП

Ошиновку в РП 110 кВ, виконують, як правило, сталелегуючими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм² (за умовами коронування). [10] 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/мм².

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		35

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 ф-ою:

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

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

$$I_{\text{норм.роб}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 330,664 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 1.4 I_{\text{норм.роб}} = 1.4 \cdot 330,664 = 462,930 \text{ А}$$

За таблицею 7.35 [8, с. 428], за допустимим струмом підходить провід марки АС-240/32 із $I_{\text{доп}}=605$ А, але за табл. 1.18 [8, 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. [7]

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-240/32 за таблицею 7.35 [8, с. 428] становить 21.6 мм).

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		36

Визначаємо напруженість електричного поля навколо проводу

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

де U – лінійна напруга, кВ (121 кВ, бо на шинах ЕС підтримується напруга $1.1U_{ном}$); $D_{сер}$ – середня геометрична відстань між проводами фаз, см (для $U_{ном}=110$ кВ маємо $D_{сер}=5$ м). Та виконуємо перевірку $1.07E \leq 0.9E_0$. Після проведення розрахунків отримуємо:

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{2.16/2}}\right) = 29,9 \text{ кВ/см}$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 121}{2.16/2 \cdot \lg\left(\frac{500}{2.16/2}\right)} = 14,879 \text{ кВ/см}$$

$$1.07 \cdot 14,879 \leq 0.9 \cdot 29,9; 15,921 \leq 26,91$$

Умова виконується, провід АС-240/32 можна використовувати. Перевірку шин на електродинамічну стійкість не виконуємо, бо $I_{\pi 0} < 20$ кА. Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{2,952}}{91 \cdot 10^{-3}} = 18,881 \text{ мм}^2$$

Найближче значення перерізу 25 мм², але вже обраний перетин 240 мм², що також підходить за термічною стійкістю.

Таблиця 2.9 – Умова вибору збірних шин, виконаних гнучким проводом АС-185/29

Параметри	Умова вибору	Розрахункові параметри	Допустимі значення
Тривалий струм, А	$I_{max} \leq I_{дон}$	462,93	605
Термічна стійкість, мм ²	$q_{min} \leq q_{cm}$	18,881	25
Електродинамічна стійкість, кА	не виконується		
Умова коронування, кВ/см	$1.07E \leq 0.9E_0$	15,921	26,91

Далі обираємо тверді шини. Розрахункові струми:

$$I_{норм} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 3637,307 \text{ A}$$

$$I_{max} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot U_{ном}} = \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 10 \cdot 10^3} = 3828,744 \text{ A}$$

За економічною густиною:

$$q_e = \frac{I_{норм}}{j_e} = 3306,643 \text{ мм}^2$$

Або можна було б не виконувати вибір за економічною щільністю, оскільки збірні шини. За таблицею П.3.4, [9, с. 624] приймаємо двополюсні алюмінієві шини прямокутного перетину $2(120 \times 10) \text{ мм}^2$ із $I_{доп} = 4100 \text{ A}$. Виконуємо перевірку на термічну стійкість. Тепловий імпульс струму КЗ:

$$q_{min} = \sqrt{B_K / C} = \sqrt{154,363 / 91 \cdot 10^{-3}} = 136,531 \text{ мм}^2$$

$$136,531 \leq 2(120 \times 10)$$

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 $l_{п}$ вибирається таким чином, щоб електродинамічні сили, що виникають при КЗ, не викликали зіткнення смуг:

$$l_{п} \leq 0.216 \cdot \sqrt{\frac{a_{п}}{i_y^{(3)}}} \leq \sqrt[4]{\frac{EJ_{п}}{k_{\phi}}} = 0.216 \cdot \sqrt{\frac{2}{73,0411 \cdot 10^3}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1}{0.36}} = 0,751 \text{ м}$$

$$J_{п} = \frac{hb^3}{12} = \frac{12 \cdot 1^3}{12} = 1 \text{ см}^4$$

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

										Арк.
										38
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ					

J_n – момент інерції однієї смуги шини, см^4 (табл. 4-2 [9, с. 232]);

E – модуль пружності матеріалу (табл. 4-3 [9, с. 233]);

k_ϕ – коефіцієнт форми шин [9, с. 234], що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії (для $b/h=1/12$ маємо $k_\phi=0.36$).

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_Π вибирається ще по одній умові:

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

де m_Π – маса смуги на одиницю довжини, кг/м (із таблиці П.3.4, [9, с. 624] приймаємо 3.245 кг/м).

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

$$f_\Pi = 0.25 \cdot k_\phi \cdot \frac{(i_y)^2}{b} \cdot 10^{-7} = 0.25 \cdot 0.36 \cdot \frac{(73,0411 \cdot 10^3)^2}{0.01} \cdot 10^{-7} = 4802 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від взаємодії смуг, знаходимо:

$$\sigma_c = \frac{f_\Pi \cdot l_\Pi^2}{12 \cdot W_c}, \quad (2.25)$$

де W_c – момент опору однієї смуги, см^3 .

$$W_c = \frac{b^2 h}{6} = \frac{1 \cdot 12}{6} = 2 \text{ см}^3$$

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

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		39

Отримуємо значення:

$$\sigma_c = \frac{4802 \cdot 0.75^2}{12 \cdot 2} = 112,547 \text{ МПа}$$

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(73,0411 \cdot 10^3)^2 \cdot 1.5}{48 \cdot 0.8} = 3,61 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{розр} = \sigma_c + \sigma_\phi = 116,157 \text{ МПа}$$

Як бачимо умова $\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон}$; $116,157 \leq 137$. Шини АД31Т1 механічно міцні.

Таблиця 2.10 – Умови вибору шинопроводів на стороні 10 кВ

Параметри	Умова вибору	Розрахункові параметри	Допустимі значення
Тривалий струм, А	$I_{\max} \leq I_{дон}$	3828	4100
Економічний переріз, мм ²	$q_{розр} \leq q_{табл}$	3306,643	4000
Термічна стійкість, кА	$q_{\min} \leq q_{табл}$	136,531	2x1200
Динамічна стійкість, кВ/см	$\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон}$	116,157	137

2.5 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 [11, с. 28].

Вибір ТС здійснюємо по наступних параметрах:

1) по напрузі:

$$U_{роб} \leq U_{ном}$$

2) по струму:

$$I_{роб} \leq I_{ном}$$

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

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		40

3) по конструкції і класу точності;

4) по динамічній стійкості:

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

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

5) по термічній стійкості:

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

Таблиця 2.11 – 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.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		41

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. [6]

$$r_{np} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k$$

Переріз з'єднувальних проводів:

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

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

Таблиця 2.12 – Вибір ТС у колі силового трансформатора на боці високої напруги

Умови вибору	Розрахункові дані	Тип трансформатора струму	Номінальні дані
$U_{роб} \leq U_{ном}$, кВ	110	ТВ110-I-600/5	110
$I_{роб} \leq I_{ном}$, А	462		600
$i_y \leq i_{дин}$, кА	13,418		$20 \cdot \sqrt{2} \cdot 600 = 13,971$
$B_{Крозр} \leq B_{Кном}$, кА ² ·с	2,952		$(25 \cdot 600)^2 \cdot 3 = 15^2 \cdot 3$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$, 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.
 $r_{np} = \frac{30}{25} - 0.02 - 0.05 = 1.13$ Ом, де $S_{2ном}=30$ ВА (к.т 10). Тоді
 $q = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.13} = 0.929$ мм². Приймаємо перетин 1.5 мм², за умовою міцності.

Таблиця 2.13 – 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	2546		5000
$i_y \leq i_{дин}$, кА	73,0411		$10 \cdot \sqrt{2} \cdot 5000 = 70.711$
$B_{Крозр} \leq B_{Кном}$, кА ² ·с	154,363		$(28 \cdot 5000)^2 \cdot 3 = 140^2 \cdot 3$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$, Ом	0.89		1.2

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

Таблиця 2.14 – Вибір ТС у колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умови вибору	Розрахункові дані	Тип трансформатору струму	Номінальні дані
$U_{роб} \leq U_{ном}$, кВ	10	ТШЛ-10	10
$I_{роб} \leq I_{ном}$, А	5092		6000
$i_y \leq i_{дин}$, кА	73,0411		$25 \cdot \sqrt{2} \cdot 6000 = 212,132$
$B_{Крозр} \leq B_{Кном}$, кА ² ·с	154,363		175/3
$Z_2 \leq Z_{2ном}$, Ом	0.73		0,8

$r_{приб} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом}$. $r_k = 0.05 \text{ Ом}$. $r_{np} = \frac{20}{25} - 0.02 - 0.05 = 0.73 \text{ Ом}$. $S_{2ном} = 20$
ВА (к. т 0,5S). $q = \frac{0.0175 \cdot 60}{0.73} = 1,438 \text{ мм}^2$, $q_{стан} = 1,5 \text{ мм}^2$.

Таблиця 2.15 – Вибір ТС у колі лінії, що відходить

Умови вибору	Розрахункові дані	Тип трансформатору струму	Номінальні дані
$U_{роб} \leq U_{ном}$, кВ	10	ТПЛУ-10	10
$I_{роб} \leq I_{ном}$, А	509		600
$i_y \leq i_{дин}$, кА	49,845		108
$B_{Крозр} \leq B_{Кном}$, кА ² ·с	71,896		21.6 ² ·3
$Z_2 \leq Z_{2ном}$, Ом	1.13		1.2

$r_{приб} = 0.5/5^2 = 0.02$ Ом. $r_k = 0.05$ Ом. $r_{пр} = 30/25 - 0.02 - 0.05 = 1.13$ Ом, де $S_{2ном} = 30$ ВА (к.т 0.5). Тоді $q = 0.0175 \cdot 6/1.13 = 0.0929$ мм². $q_{стан} = 1.5$ мм².

Трансформатори напруги вибираються за $U_{1ном}$ і виконанням аналогічно вимикачам і перевіряються за умовою [7, 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.

Для спрощення розрахунків навантаження приладів можна не розділяти по фазах.

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

Переріз з'єднувальних проводів приймається за умовою механічної стійкості аналогічно трансформаторам струму. З метою запобігання явищам ферорезонансу рекомендується застосовувати антирезонансні трансформатори напруги.

Таблиця 2.16 – Вимірювальні прилади, що підключені до трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Споживана потужність, ВА	n _{кот}	n _{пр}	Sin φ	Cosφ	Споживана потужність		
							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

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 пропанувалося у [7, с. 30], а на стороні 10 кВ – ЗНОЛ.06-10У3 із $S_{2\text{НОМ}}=300 \text{ ВА}$.

Приймачами власних потреб є [1, 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 $S_{TCH} \geq S_{CH}$

де S_{TCH} - потужність трансформатора власних потреб, кВА; S_{CH} - потужність споживачів власних потреб, кВА.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює $S_{TSP} = 20 - 25$ 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:

$$S_{TCH} = \frac{S_{TSP} + S_{CH}}{1.2}, \text{ кВА} \quad (2.30)$$

Таблиця 2.17 – Навантаження власних потреб підстанції.

Вид споживача	Стандартна Потужність		Cos φ	Tg φ	Навантаження	
	Одиниці, кВт× кількість	Всього, кВт			Р _{уст} , кВт	Q _{уст} , Квар
Охолодження ТРДЦН-63000/110	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

Розрахунок навантаження при $k_{II} = 0,8$ – 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.

2.6 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції

Однолінійна схема станції середньої потужності з РП 10 і 110 кВ. До збірних шин 10 кВ підключені генератори G1 і G2, два трансформатори T1 і T2, два понижуючі трансформатори T3 і T4 і чотири лінії місцевої розподільної мережі з струмообмежувальними реакторами LR. До збірних шин 110 кВ підключені два головних трансформатори і дві лінії W, що з'єднують станцію із системою.

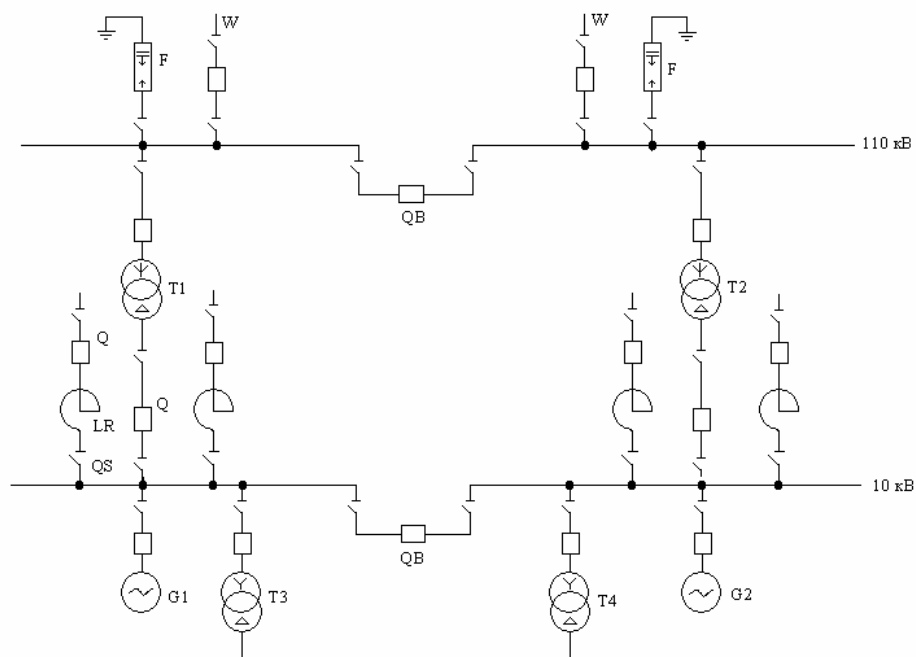


Рисунок 2.3 – Однолінійна схема електростанції середньої з РП 10 і 110 кВ: Q – вимикач; QS – роз'єднувач; QB – вимикач секційний; W – лінія

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		47

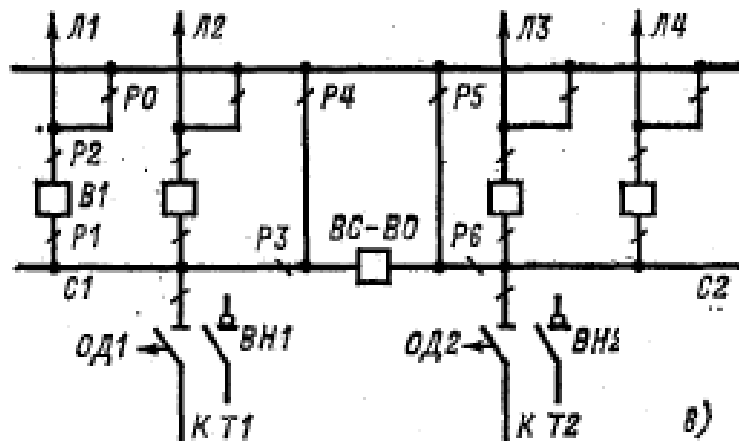


Рисунок 2.4 – Схема зі суміщеним і секційним вимикачем

В схемі (рисунок 2.4) в колах трансформаторів встановлені відокремлювані або вимикачі навантаження. При пошкодженні в трансформаторі (Т2) відключається вимикачі ліній Л3, Л4 і секційний ВС-ВО. Після відключення ОД2 (або вимикача навантаження ВН2) вимикачі включаються автоматично, відновлюючи роботу ліній Л3,Л4. Така схема менш зручна в обслуговуванні і застосовується на стороні 110 кВ підстанцій при числі ліній не більше чотирьох, якщо допустимо розділення мережі на дві ізольовано працюючі частини. Суттєвим недоліком схем з однією системою шин являється необхідність відключення всіх кіл, приєднаних до даної секції, у випадку ремонту шинних роз'єднувачів або шин. Відмова в роботі вимикача при К.З. на лінії або в трансформаторі також призведе до відключення секції. При пошкодженні або відмові в роботі секційного вимикача відключаються обидві секції.

В ході виконання поставленого завдання було виконано перевірка трансформатору ТРДЦНД-63000/110 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 сталелегалюмінієвими проводами. Головною умовою була перевірка на відповідно умови, та щоб переріз шин не повинен бути меншим перерізу ліній, які живлять підстанцію.

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.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		49

3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

3.1 Визначення параметрів, необхідних для розрахунку захисту трансформатора

Потрібно розрахувати захист трансформатора ТДТН-16000/115/38,5/11 (РПН на СН $\pm 12 \times 1 \%$); $U_{квс} = 10,5\%$; $U_{квн} = 17,5\%$; $U_{ксн} = 6,5\%$; живиться від енергосистеми з параметрами $x_{(с.макс)} = 12 \text{ Ом}$, $x_{(с.мін)} = 18 \text{ Ом}$.

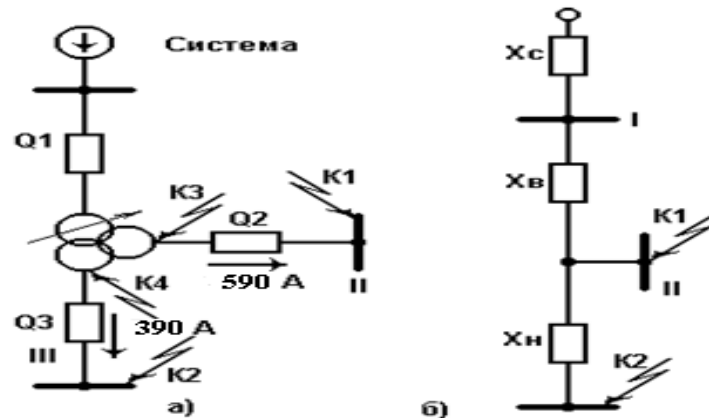


Рисунок 3.1 – Схеми понижувального трансформатора: принципова (а) та заміщення (б)

Для складання схеми заміщення (рисунок 3.1) обчислюється опір трансформатора: [13]

$$U_{кв} = 0,5(U_{квс} + U_{квн} - U_{ксн}) = 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\% \quad (3.1)$$

$$U_{кс} = 0\%$$

$$U_{кн} = 0,5(6,5 + 17,5 - 10,5) = 6,75\% \quad (3.2)$$

$$x_{в} = \frac{U_{кв} U_{вн}^2}{100 S_{ном}} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 88,85 \text{ Ом} \quad (3.3)$$

$$x_c \approx 0;$$

$$x_{н} = \frac{U_{кн} U_{вн}^2}{100 S_{ном}} = \frac{6,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 55,8 \text{ Ом} \quad (3.4)$$

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Матвеева С. М.			Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Василега П. О.				50	
Консульт.					Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання		
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:

$$x_{B, \text{мін}} = x_B(1 - \Delta U_1)^2 = 88,85 \cdot (1 - 0,12)^2 = 68,8 \text{ Ом};$$

$$x_{H, \text{мін}} = x_H(1 - \Delta U_1)^2 = 55,8 \cdot (1 - 0,12)^2 = 43,2 \text{ Ом};$$

$$x_{B, \text{макс}} = x_B(1 + \Delta U_1)^2 = 88,85 \cdot (1 + 0,12)^2 = 111,45 \text{ Ом};$$

$$x_{H, \text{макс}} = x_H(1 + \Delta U_1)^2 = 55,8 \cdot (1 + 0,12)^2 = 69,99 \text{ Ом};$$

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

$$I_{K, \text{макс}}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C, \text{макс}} + x_{B, \text{мін}})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (12 + 68,8)} = 821,7 \text{ А} \quad (3.5)$$

$$I_{K, \text{мін}}^{(2)} = \frac{U_{BH}}{2 \cdot (x_{C, \text{мін}} + x_{B, \text{макс}})} = \frac{115}{2 \cdot (18 + 111,45)} = 444,18 \text{ А} \quad (3.6)$$

Струм КЗ на шинях НН (точка К2 рисунок 3.1)

$$I_{K, \text{макс}}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C, \text{макс}} + x_{B, \text{мін}} + x_{H, \text{мін}})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (12 + 68,8 + 43,2)} = 535,45 \text{ А} \quad (3.7)$$

$$I_{K, \text{мін}}^{(2)} = \frac{U_{BH}}{2 \cdot (x_{C, \text{мін}} + x_{B, \text{макс}} + x_{H, \text{макс}})} = \frac{115}{2 \cdot (18 + 111,45 + 69,99)} = 288,3 \text{ А} \quad (3.8)$$

Таблиця 3.1 – Розрахунок первинних та вторинних струмів сторін трансформатора.

Позначення параметрів	I-ВН-115 кВ	II-СН-110 кВ	III-НН-38,5 кВ
$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	$\frac{16000}{(\sqrt{3} \cdot 115)} = 80,32$	$\frac{16000}{(\sqrt{3} \cdot 38,5)} = 239,95$	$\frac{16000}{(\sqrt{3} \cdot 11)} = 839,89$
K_{TT}	200/5	1000/5	2000/5
Схема з'єднання ТТ	Δ	Δ	Y
$I_{\text{ном.втор}}, \text{ А}$	$\frac{80,32 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 3,477$	$\frac{239,95 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 2,078$	$\frac{839,89 \cdot \sqrt{3}}{2000/5} = 3,637$

3.2. Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту

1) Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		51

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов (1.1) і (1.2): [12 с. 61]

а) відбудова від кидка струму намагнічування (1.1):

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ А} \quad (3.9)$$

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,3 \cdot 80,33 = 104,43 \text{ А} \quad (3.10)$$

б) відбудова від струму небалансу (1.2):

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з}} &= k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_1 + \Delta U_2) \cdot I_{\text{к.макс(К1)}}^{(3)} \\ &= 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0) \cdot 821,7 = 235 \text{ А} \end{aligned}$$

Приймається $I_{\text{с.з}} = 235 \text{ А}$.

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін(К2)}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{288,3}{235} = 1,226 < 2$$

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: [14]

а) відбудова від намагнічування струму:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,5 \cdot 80,33 = 120,49 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу при КЗ на СН:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з}} &= k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_1 + U_2) \cdot I_{\text{к.макс(К1)}}^{(3)} = 1,5(1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0) \cdot 821,7 \\ &= 271,16 \text{ А} \end{aligned}$$

в) відбудова від струму небалансу при КЗ на НН:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з}} &= k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_1) \cdot I_{\text{к.макс(К2)}}^{(3)} = 1,5(1 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 535,45 \\ &= 176,69 \text{ А} \end{aligned}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкой гальмівної обмотки з боку СН. Тоді будемо по 3 б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов 3 а), або 3 в): $I_{\text{с.з}} = 176,69 \text{ А}$.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}(K2)}{I_{\text{с.з}}} = \frac{288,3}{176,69} = 1,632 < 2 \quad (3.11)$$

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

$$I_{\text{к.мін}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ВН}}}{2 \cdot (x_{\text{с.мін}} + x_{\text{В}} + x_{\text{Н}})} = \frac{115}{2 \cdot (18 + 88,85 + 55,8)} = 353,51 \text{ А} \quad (3.12)$$

Тоді коефіцієнт чутливості дорівнює: $k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{353,51}{176,69} = 2,0007 > 2$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

3.4 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. [12]

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{176,69 \cdot 1 \cdot \frac{115}{11}}{\frac{2000}{5}} = 4,618 \text{ А} \quad (3.13)$$

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

$$w_{\text{осн.розр}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}} = \frac{100}{4,618} = 21,654 \text{ витків}$$

Приймається $w_{\text{роб.осн}} = 21$ виток, що відповідає фактичному струму

спрацьовування реле $I_{\text{ср.осн}} = \frac{100}{21} = 4,762 \text{ А}$.

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора:

для сторони 115 кВ $w_{\text{розр1}} = 21 \cdot \frac{3,28}{2,717} = 25,35$. Приймається $w_1 = 25$;

для сторони 38,5 кВ $w_{\text{розр2}} = 21 \cdot \frac{3,28}{3,247} = 21,21$. Приймається $w_2 = 21$.

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

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		53

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_1 + \Delta w_1) \cdot I_{к.макс(К2)}^{(3)}$$

$$= 1,5 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,0138) \cdot 535,45 = 187,78 \text{ А}$$

де $\Delta w_1 = \frac{w_1 - w_{розр1}}{w_{розр1}} = \frac{25,35 - 25}{25,35} = 0,0138$.

Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх} \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}}{K_{ТТ}} = \frac{187,78 \cdot 1 \cdot \frac{115}{11}}{\frac{2000}{5}} = 4,908 \text{ А}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (4,908 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:

$$I_{нб.розр} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta w_2) \cdot I_{к.макс(К1)}^{(3)}$$

$$= 1,5 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,0099) \cdot 821,7 = 283,36 \text{ А}$$

де $\Delta w_2 = \frac{w_2 - w_{розр2}}{w_{розр2}} = \frac{21,21 - 21}{21,21} = 0,0099$

Число витків гальмівний обмотки:

$$w_{тор} = \frac{k_{отс} \cdot I_{нб.розр} \cdot w_{розр2}}{I_{к.макс(К1)}^{(3)} \cdot tg\alpha} = \frac{1,5 \cdot 283,36 \cdot 21}{821,7 \cdot 0,75} = 14,48$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_1 = 25, w_2 = 21, w_3 = 21 \text{ и } w_{торм} = 14.$$

Чутливість захисту визначається наближено по первинних токах при розрахунку КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання ТР: [13]

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин(К2)}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{288,3}{176,69} = 1,632$$

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{353,51}{176,69} = 2$$

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин(К2)}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{209,524}{128,989} = 1,624$$

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

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		54

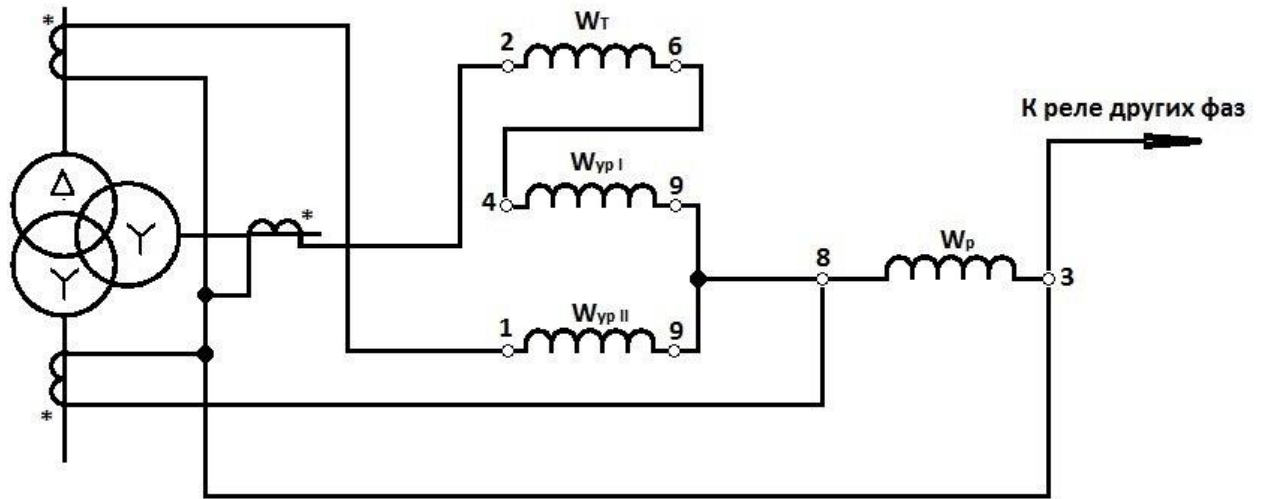


Рисунок 3.2 – Схема включення ДЗТ-11

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ ПРИ ВИКОНАННІ МОНТАЖНИХ РОБІТ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

4.1 Структура електромонтажних організацій

В системі управління електромонтажним виробництвом основними виробничими ланками являються електромонтажне і пусконаладжувальне управління, які знаходяться на госпрозрахунку з закінченим самостійним балансом. До складу крупних електромонтажних організацій, як правило, надходять проектні інститути і заводи по виробництву електромонтажних виробів, електроконструкцій, спеціалізованих машин, механізмів, пристосувань і інструментів.

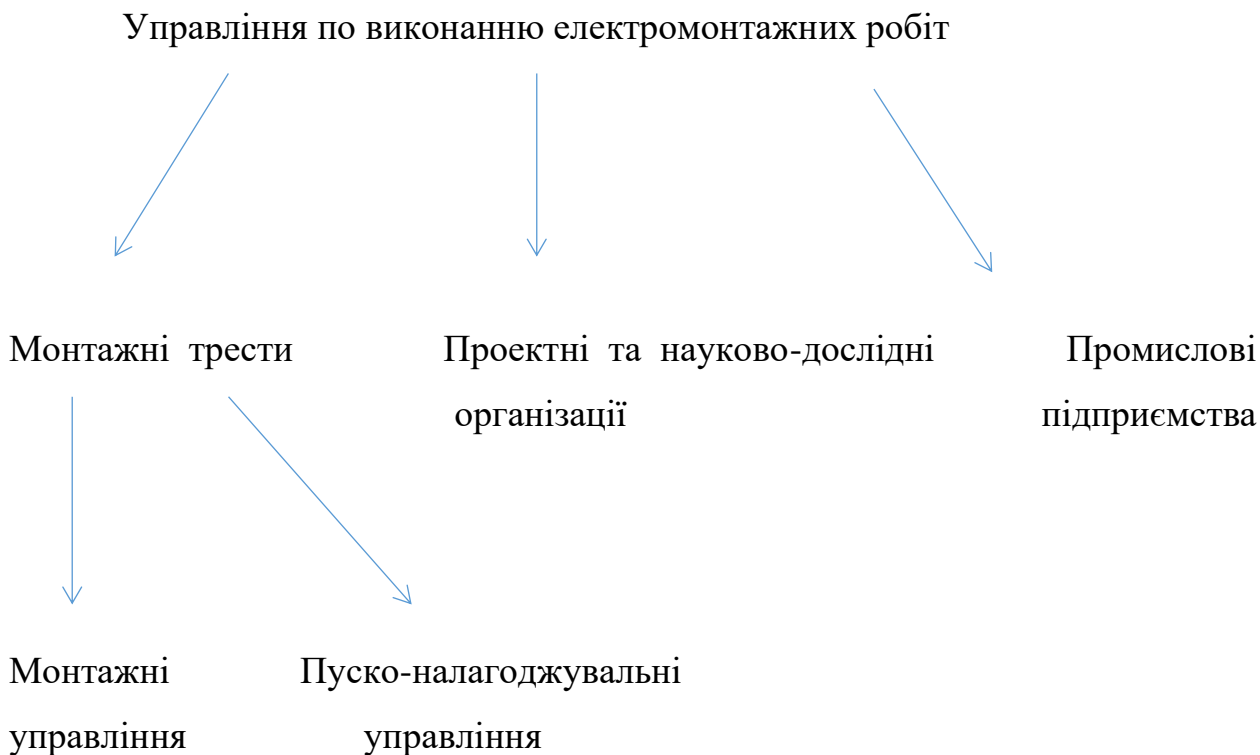


Рисунок 4.1 – Структура монтажних організацій

					<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Матвеева С. М.</i>			<i>Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Василега П.О.</i>					56	
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І. Л.</i>						

До складу тресту входять монтажні та пуско-налагоджувальні управління як самостійні первинні виробничі одиниці. Будівничо-монтажний трест керує управліннями, виробничими підприємствами, транспортом та різними підсобними господарствами. Окрім того, він здійснює контроль за укладанням договорів із замовниками, виконанням та оплатою робіт, дає спеціальні замовлення субпідрядникам, слідкує за виконанням робіт по кошторисам на основі господарчого розрахунку, організовує постачання будівельними матеріалами. [15]

Будівельно-монтажні управління (БМУ) створюють для виконання робіт на окремих будівництвах, що проводиться даним трестом. До складу тресту можуть входити як загальнобудівельні управління, які виступають в ролі генеральних підрядників, так і спеціалізовані управління, що виконують окремі види робіт та є субпідрядниками.

Монтажні та пуско-налагоджувальні управління включають в себе монтажні ділянки, якими керує начальник ділянок, ділянку підготовки виробництва, електромонтажні майстерні, ділянку комплектації та кошторисно-договірний відділ.

Виконувач робіт є безпосереднім керівником будівництва одного або декількох об'єктів, він відповідальний за якість будівництва та його вчасне закінчення. В обов'язки виконавця робіт входить також нагляд за виконанням правил техніки безпеки, санітарної гігієни та протипожежної техніки.

В його розпорядженні знаходяться майстри, які керують робочими бригадами.

На деяких великих промислових підприємствах з метою розширення виробництва, його реконструкції та капітального ремонту створюються власні електромонтажні ділянки, а іноді і монтажні управління у складі електроцехів або власних загальнобудівельних організацій.

4.2 Організація монтажних робіт

Організація виробництва електромонтажних робіт.

Весь комплекс електромонтажних робіт ділять на чотири етапи.

					<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Перший етап – організація і підготовка виробництва ЕМР. На даному етапі, до початку виконання робіт на об'єкті повинні бути виконані наступні заходи:

- отримана робоча документація до виробництва електромонтажних робіт;
- погоджено: графіки постачання обладнання, виробів і матеріалів з урахуванням технологічної послідовності провадження робіт; перелік електроустаткування, що монтується із залученням шефмонтажного персоналу підприємств-постачальників; умови транспортування до місця монтажу важкого і великогабаритного електрообладнання;
- прийняті необхідні приміщення для розміщення бригад робітників, інженерно-технічних працівників, виробничої бази, а також для складування матеріалів та інструменту з забезпеченням заходів з охорони праці, протипожежної безпеки та охорони навколишнього середовища;
- розроблено проект виробництва робіт, проведено ознайомлення інженерно-технічних працівників і бригадирів з робочою документацією та кошторисами, організаційними і технічними рішеннями проекту виробництва робіт;
- здійснена за актом приймання будівельної частини об'єкта під монтаж електротехнічних пристроїв і виконані передбачені нормами та правилами заходи з охорони праці, протипожежної безпеки та охорони навколишнього середовища при виробництві робіт.

Другий етап – виробництво електромонтажних робіт, як правило, виконують у дві стадії. Під час першої з них усередині споруд і будівель монтуються опорні конструкції під установку електроустаткування і шинопроводів, виконується прихована електропроводка, монтуються мережі заземлення і зовнішні кабельні мережі. Всі ці процедури повинні виконуватися одночасно з основними будівельними роботами (за суміщеного графіка).

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		58

Третій етап – виконання пуско-налагоджувальних робіт. Пусконалагоджувальними роботами є комплекс робіт, який включає перевірку, налагодження і випробування електрообладнання з метою забезпечення електричних параметрів і режимів, заданих проектом. Пусконалагоджувальні роботи з електротехнічних пристроїв здійснюються в чотири стадії.

На першій (підготовчій) стадії пусконалагоджувальна організація повинна: розробити робочу програму виробництва пусконалагоджувальних робіт; передати замовнику зауваження щодо проекту виробництва електромонтажних робіт, виявлені в процесі розробки робочої програми виробництва пусконалагоджувальних робіт; підготувати парк вимірювальної апаратури, випробувального обладнання і пристосувань.

На другій стадії пусконалагоджувальна організація виконує перевірку змонтованого електроустаткування з подачею напруги від випробувальних схем на окремі пристрої і функціональні групи. Дана стадія виконання робіт може поєднуватися з виконанням електромонтажних робіт на об'єкті. Початок пусконалагоджувальних робіт на цій стадії визначається ступенем готовності будівельно-монтажних робіт: в електротехнічних приміщеннях мають бути закінчені всі будівельні роботи, включаючи і обробні, закриті всі прорізи, колодязі і кабельні канали, виконано освітлення, опалення і вентиляція, закінчена установка електрообладнання та виконано його заземлення.

На третьому етапі пусконалагоджувальних робіт виконуються індивідуальні випробування електрообладнання. Початком даної стадії вважається введення експлуатаційного режиму на даній електроустановці, після чого пусконалагоджувальні роботи повинні ставитися до робіт, що проводяться в діючих електроустановках. На цій стадії пусконалагоджувальна організація робить налаштування параметрів, уставок захисту та характеристик електрообладнання, випробування схем управління, захисту та сигналізації, а також електрообладнання на холостому ході для підготовки до індивідуальних випробувань технологічного обладнання.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		59

На четвертій стадії пусконалагоджувальних робіт проводиться комплексне випробування електрообладнання за затвердженими програмами. На цій стадії повинні виконуватися пусконалагоджувальні роботи з налагодження взаємодії електричних схем і систем електрообладнання в різних режимах. Пусконалагоджувальні роботи на четвертій стадії вважаються закінченими після отримання на електрообладнанні передбачених проектом електричних параметрів і режимів, що забезпечують стійкий технологічний процес випуску першої партії продукції, в обсязі, встановленому на початковий період освоєння проектної потужності об'єкта.

Робота пусконалагоджувальної організації вважається виконаним за умови підписання акта приймання пусконалагоджувальних робіт. [15]

Завершальним етапом комплексу електромонтажних робіт є – випробування і здача об'єкта в експлуатацію. Електромонтажні організації перед здачею об'єкта в експлуатацію створюють технічну комісію з числа своїх інженерно-технічних працівників, досвідчених бригадирів. Технічну комісію очолює головний інженер організації. Технічна комісія перевіряє якість виконання електромонтажних робіт на намічались до здачі в експлуатацію об'єкт, складає відомість недоробок та дефектів. Після усунення недоробок і дефектів електромонтажна організація, що виступає в якості підрядника, дає письмове повідомлення генерального підрядчика про готовність електроустановок об'єкта для пред'явлення робочої комісії. Робочі комісії призначаються рішенням організації-замовника. До складу робочих комісій включаються представники замовника – голова комісії, генерального підрядника, субпідрядних організацій, експлуатаційної організації, генерального проектувальника, органів державного санітарного нагляду, органів державного пожежного нагляду і т. д. Після проведення робочою комісією необхідних перевірок здійснюється остаточне приймання в експлуатацію державною приймальною комісією. Приймання в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів державними приймальними комісіями оформляється актами.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		60

4.3 Вимоги техніки безпеки при виконанні монтажних робіт

Безпечне виконання заготівельних і монтажних робіт вимагає строгого дотримання працівниками правил техніки безпеки. Кожний працівник повинен добре знати й виконувати безпечні приймання роботи. Тільки при цій умові можна попереджати нещасні випадки.

Заходи безпеки перед початком роботи. [15]

Перед початком роботи необхідно вдягнути спецодяг з застібнутими рукавами, волосся повинно бути прибраним під головну вбрання, на ногах не повинне бути легке взуття (босоніжки, капці і т.

д.). В виробничих приміщеннях, РУ, ВРУ – 110 кВ, в тунелях, колодязях необхідно користуватись захисними касками.

В діючих електричних установках роботи виконуються за нарядом або розпорядженням.

Робоче місце має бути підготовлено в відповідності з нарядом-допуском або розпорядженням.

Перед початком робіт повинен бути проведений допуск до роботи безпосередньо на робочому місці і здійснений цільовий інструктаж бригади. При допуску до роботи необхідно перевірити виконання всіх технічних заходів з підготовки робочого місця та їх достатність для безпечного виконання робіт.

В діючих електроустановках Сумської ТЕЦ підготовку робочого місця здійснює оперативний персонал. При високовольтних випробуваннях на резервному обладнанні, яке готується для монтажу і знаходиться на ремонтних майданчиках, підготовку робочого місця виконує бригада, якій доручена робота.

Перед початком роботи необхідно перевірити придатність та справність захисних засобів та інструменту, які вимагаються для виконання дорученої роботи. Перед виконанням роботи з випробувань підвищеною напругою необхідно перевірити випробувальну схему або установку на

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		61

надійність їх заземлення. Необхідно вивести всіх працівників з обладнання та приєднань, на яких будуть здійснюватись високовольтні випробування.

При виникненні сумнівів чи не розумінні змісту роботи її виконання забороняється!

4.4 Заходи безпеки під час робіт

Всі роботи необхідно здійснювати після виконання організаційних та технічних заходів по безпечному проведенню робіт.

Працівникам, які виконують роботу, необхідно твердо знати заходи безпеки та методику проведення робіт. Під час роботи необхідно виконувати вказівки з безпечного виконання роботи, отримані при допуску до роботи та під час її проведення.

Працівники електротехнічної лабораторії без виробничої необхідності не повинні знаходитись близько від комутаційної апаратури, збірних шин, та інших струмопровідних частин.

Виробничий травматизм відбувається внаслідок ряду причин:

- неправильна організація робіт, допущення до роботи осіб, що не одержали інструктажу з безпечного її виконання;
- відсутність або несправність огорожень і запобіжних обладнань;
- несправний стан інструмента і пристосувань;
- неправильне обслуговування встаткування і механізмів;
- зневага працівниками заходами обережності

При користуванні вантажопідійомними механізмами необхідно строго дотримувати наступних правил:

- не можна застосовувати вантажопідійомні механізми, розраховані на вагу, менший чому вага вантажу, що піднімається;
- вантажопідійомні механізми повинні мати справно діючі гальма, у зубчастих і черв'ячних передачах не повинне бути ніяких ушкоджень;
- вантажопідійомні механізми повинні бути атестовані відповідним порядком, експлуатація механізмів без атестації або із простроченим строком

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		62

чергової атестації заборонена;

- при переміщенні ваг не можна перебувати під вантажем, а також у місцях, де може виявитися вантаж у випадку обриву троса.

При користуванні слюсарним інструментом необхідно дотримуватися наступних правил техніки безпеки:

- забороняється користуватися інструментом несправним або не відповідним до виконуваної роботи;
- бойки молотків і кувалд повинні мати гладку, злегка опуклу поверхню; і молотки й кувалди повинні бути міцно насаджені на рукоятки й закріплені на них клинами;
- не можна застосовувати зубила й шлямбури зі збитими потилицями;
- не можна застосовувати для роботи напилки, ножівки й викрутки без ручок або з розколотими й погано закріпленими ручками;
- при роботі трубними й гайковими ключами не допускається надягати відрізки труби на ручки ключів і застосовувати металеві підбивки під губки ключів.

При користуванні електроінструментом необхідно строго дотримуватися правил техніки електробезпеки:

- неприпустимо працювати близько струмоведучих частин, не захищених огороженнями, кожухами;
- металеві кожухи, електродвигуни, електродрілі, металеві частини пускових приладів, верстатів і інших обладнань, які можуть виявитися під напругою у випадку ушкодження ізоляції, повинні бути заземлені;
- для переносних електричних світильників при міняти напругу не вище 36 В;
- проведення, що проводять електрострум до зварювального апарата й від зварювального апарата до місця зварювання, повинні бути ізольовані і захищені від дії високих температур і механічних ушкоджень.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		63

При проведенні зварювальних робіт необхідно:

- закривати особа спеціальними щитками, для того щоб захистити очі від шкідливої дії світлового й невидимого ультрафіолетового й інфрачервоного випромінювання;
- для усунення причин, що сприяють виникненню пожеж при проведенні зварювальних робіт, необхідно ретельно захищати дерев'яні й інші легко займисті частини й конструкції будинків від запалення листовим азбестом;
- після закінчення зварювальних робіт слід ретельно перевіряти приміщення й зону, де проводилися зварювальні роботи, і не залишати відкритого полум'я й тліючих предметів.

					<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		64

ВИСНОВКИ

У ході виконання був виконаний розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання. Під час бакалаврської роботи були розглянуті та вирішені поставлені питання даного завдання.

Було спроектовано вихідну схему електропостачання споживачів. Відповідно для неї обрано клас напруги, переріз та марка проводів і тип трансформаторів. Для споживачів 5 і 6 клас напруги був обраний 20 кВ, обрано СІП 1х35 та трансформатори класу напруги 20 кВ, каталожні дані яких були взяті із західних каталогів та джерел. З розрахунку можна побачити, що аварійний режим є допустимим для даної мережі та відхилення напруги не перевищує норми.

З поставленого завдання також було перевірено трансформатор ТРДЦНД-63000/110 на перевантаження згідно добового графіка навантаження. Для даної схеми розраховані струми К. З. в розрахункових точках на стороні високої та низької напругах на підстанції, за якими і проводилася перевірка та вибір обладнання.

Проводився вибір шин – ошиновка РП 110 кВ та 10 кВ, зі сталевалюмінієвими проводами. Одна з головних умов була перевірка на відповідні умови, та щоб переріз шин не був меншим за переріз ліній, які живлять дану підстанцію.

Для контролю та обліку 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.

У ході виконання релейного захисту було розраховано струм спрацьовування реле, струм спрацьовування максимального захисту лінії і перевірка чутливості захисту. Знайдений струм К. З. у вузлі запобіжника. Було проведено перевірку струмового захисту та трансформатори струму.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		65

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ 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. 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.

3. С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования (часть 1): Учебное электронное текстовое издание/Подготовлено кафедрой «Физическая и коллоидная химия». – Екатеринбург, 2005. – 52 с.

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

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

6. 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. Василега, С. М. Лебеда. – Суми: Вид-во Сумду, 2017. - 34 с.

7. 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.

					ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		66

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

9. 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.

10. 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.

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

12. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. -4-е изд.-Л.: Энергоатомиздат, 2003.

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

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

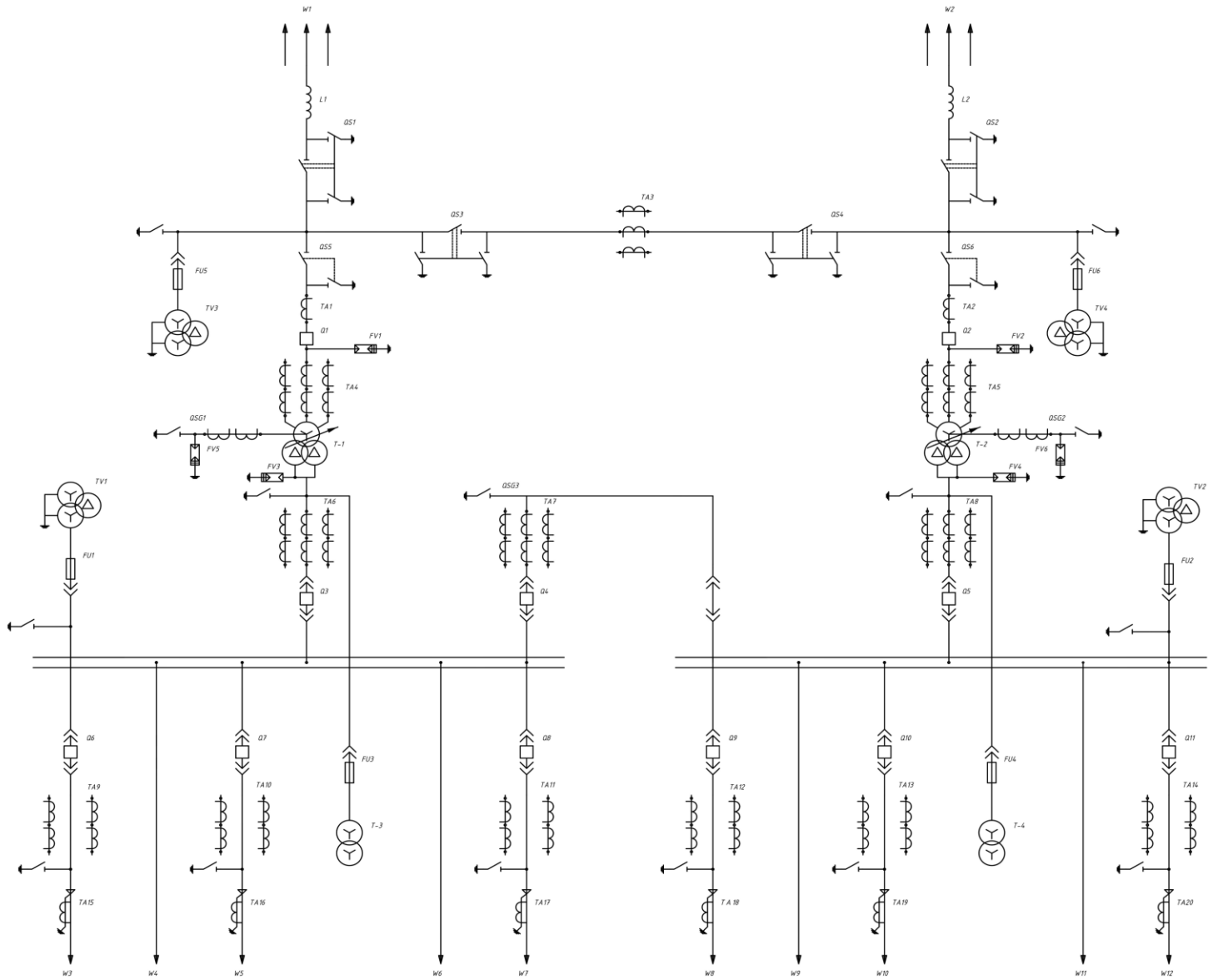
15. Охорона праці в електроенергетиці/Упорядник О. В. Кобилянський – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 165 с.

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

					<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТКИ

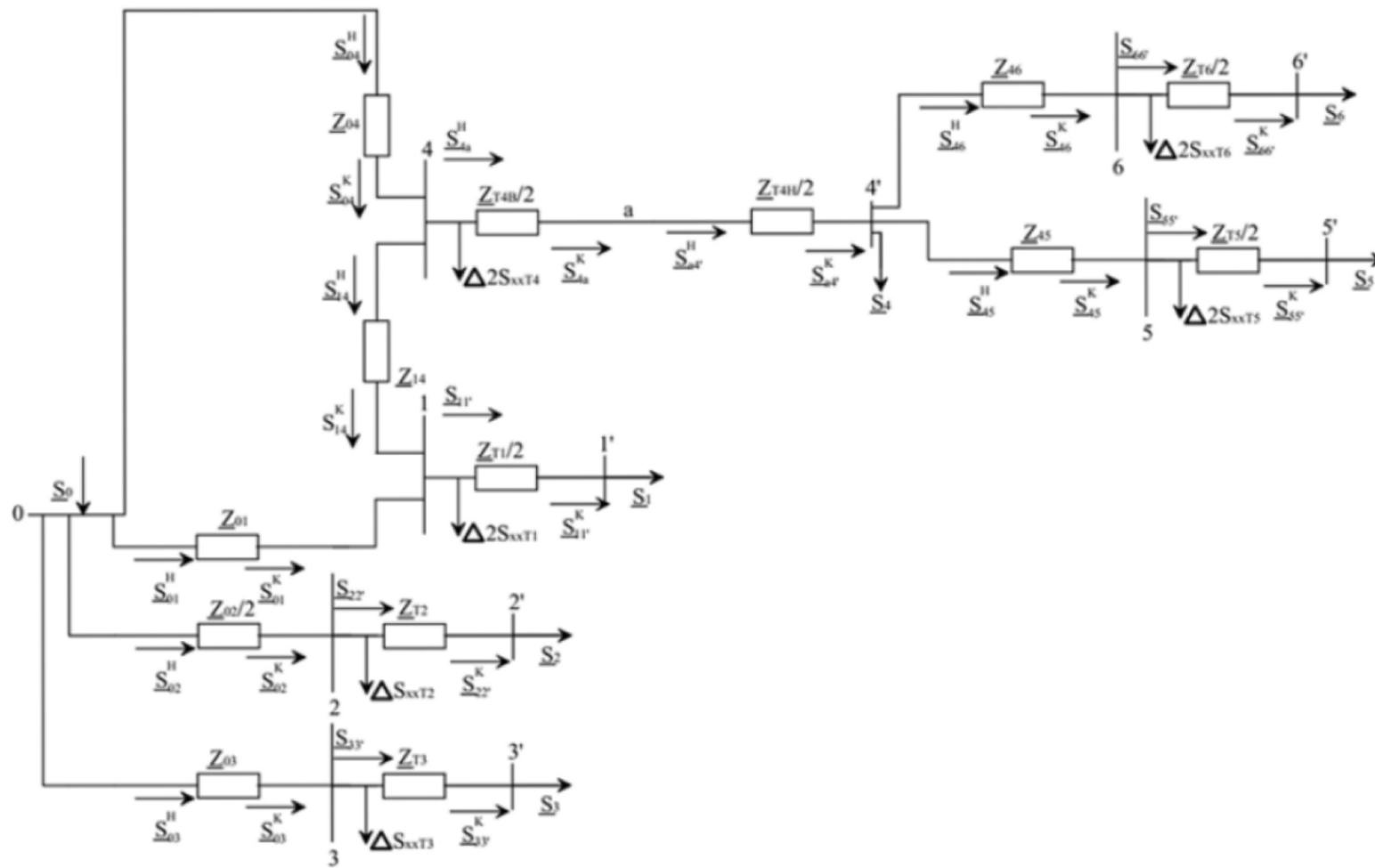
					<i>ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ</i>	Арк.
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		



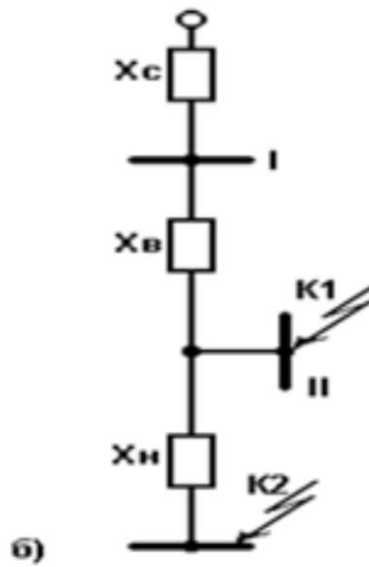
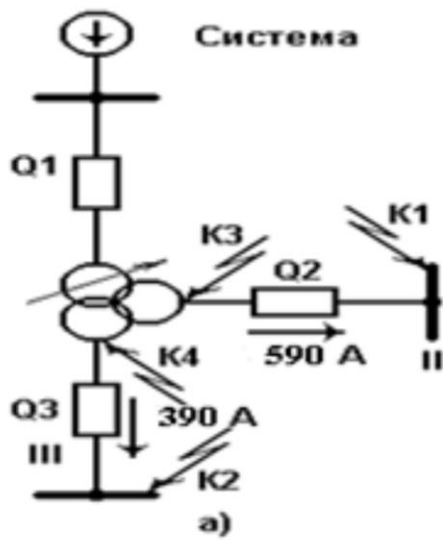
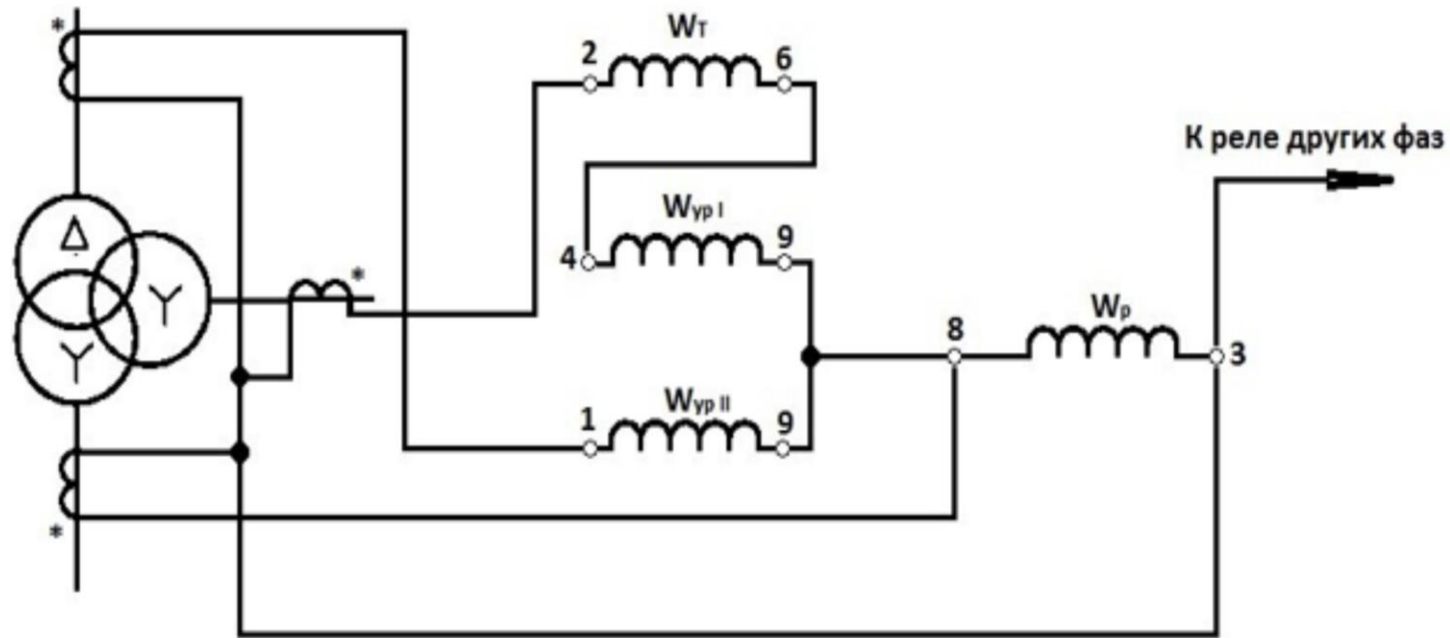
Перелік апаратів

Форм	Зона	Поз	Позначення	Найменування	К-сть	Прим
		1	T1,T2	Трансформатор силовий ТРДЦН-63000/110	2	
		2	Q1,Q2	Вимикач МКП-110Б-630-20У1	2	
		3	Q3,Q5	Вимикач МГГ-10-5000-63У3	2	
		4	Q4	Вимикач ВЗ-10-3600-20-У3(Т3)	1	
		5	Q6...Q11	Вимикач ВПМ-10-20/630У2	6	
		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 НКФ-110-58У1	2	
		9	FV1...FV2	Розрядник вентиляний	2	
		10	FV3...FV6	Розрядник вентиляний	4	
		11	QSG1...QSG3	Заземлювач однополюсний	3	
		12	TA6...TA8	Трансформатор струму ТШЛ-10	3	
		13	TA9...TA14	Трансформатор струму ТПЛУ-10	6	
		14	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-100/10	2	
		15	TV1, TV2	Трансформатор напруги ЗНОЛ.06-10У3	2	
		16	TA15...TA20	Трансформатор струму ТБТ10-ІІ-5000/5	6	
		17	TA7	Трансформатор струму ТБТ10-ІІ-5000/5	1	

ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ				Лист	Маса	Масштаб	
Зм. Арх. № докум.	Підпис	Дата	Схема заміщення понижувальної підстанції ПС - 110/10 кВ			1:1	
Розроб	Матвейко С. М.			Архив	Т	Архив	Т
Перевр.	Василево П. О.			Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електрозапобігання		СумДУ ЕТ-61	
Зате.	Лебедимський						



		ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ	
Зм. Арх. № докум.	Літ.	Маса	Масштаб
Розроб. Миткевич С.М.	1		1:1
Перевір. Василев П.О.	Архив 1	Архив 1	
Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання		СумДУ ЕТ-61	
Затв.	Лебедінський		



ДПЗ 141..257 ЕТ-61 ПЗ				Лист	Масо	Масштаб
Эк. Арх. № докум.	Лист	Дата				1:1
Разработ	Матвеев С. М.					
Проверил	Васильев П. О.					
Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання				Лист	Архив	
Затв. Лебединский				СумДУ ЕТ-61		

