

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
Сумський державний університет  
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання  
Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Ігор ЛЕБЕДИНСЬКИЙ

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
**на здобуття освітнього ступеня бакалавр**

зі спеціальності 6.141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
програми 6.141.00.02 Електротехнічні системи електроспоживання

на тему: «Розрахунок елементів електричних мереж та зон захисту  
блискавковідводів»

Здобувача групи ЕТз-91с \_\_\_\_\_ А. О. ЧЕХ

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

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_ Андрій ЧЕХ  
(Ім'я та ПРИЗВИЩЕ здобувача)

Керівник канд. фіз.-мат. наук, доцент Михайло ПЕТРОВСЬКИЙ \_\_\_\_\_

## АНОТАЦІЯ

с. 76 рис. 18, табл. 19.

**Бібліографічний опис:** Чех А.О. Розрахунок елементів електричних мереж та зон захисту блискавковідводів [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / А.О. Чех; керівник М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2023. – 76 с.

**Ключові слова** електрична мережа, потужність споживачів, силовий трансформатор, втрати потужності в мережі, схема заміщення, поточкорозподіл, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, стрижневий блискавкозахист підстанції, заземлення підстанції

electrical network, consumer power, power transformer, power losses in the network, substitution scheme, flow distribution, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, differential current protection of the transformer, rod lightning protection of the substation, grounding of the substation

### **Короткий огляд.**

В даній роботі проведено розрахунок електричної мережі. Виконано аналіз режимів роботи високовольтних мереж, проведено розрахунок нормального та аварійних режимів їх роботи. Проведено розрахунок номінальних струмів, струмів при відключенні найбільш завантаженої лінії. Проведено розрахунок електричної частини підстанції. Обрано високовольтне обладнання: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги. Проведено розрахунок диференційного струмового релейного захисту силового трансформатора. Розраховано зону захисту стрижневих блискавковідводів, що встановлені на підстанції та розраховано зону заземлюючого пристрою ВРП-35.

					БР 5.6.141.405 ПЗ	Арк.
						3
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ВРП – ввідно-розподільний пристрій.

ЗРП – закритий розподільний пункт.

к. з. – коротке замикання.

КРП – компенсація реактивної потужності.

ЛЕП – лінія електропередавання.

ПЛ – повітряна лінія електропередавання із застосуванням неізолюваних проводів.

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок.

РП – розподільний пункт.

РПН – регулювання під навантаженням

РУ – розподільний пристрій.

ТП – трансформаторна підстанція.

					БР 5.6.141.405 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		4

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	7
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	8
1.1 Вихідні дані до виконання проекту .....	8
1.2 Розрахунок параметрів ліній та трансформаторів підстанцій .....	9
1.2.1 Вибір напруги кільцевої лінії .....	9
1.3 Вибір типу проводів повітряних ліній .....	10
1.4 Розрахунок та вибір потужності трансформаторів на підстанціях .....	13
1.5 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів .....	14
1.6 Розрахунок потужності на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності у трансформаторах та ліній .....	16
1.7 Визначення напруги у вузлах навантаження .....	18
1.8 Робота мережі в мінімальному режимі .....	19
1.9 Аварійний режим роботи .....	23
1.10 Висновок до розділу .....	25
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ .....	26
2.1 Вибір високовольтних апаратів .....	28
2.2 Вибір шин .....	33
2.2.1 Вибір збірних шини 10,5 ГРП ТЕЦ .....	33
2.2.2 Вибір збірних шин 110 кВ .....	35
2.2.3 Вибір кабелю .....	38
2.3 Вибір трансформаторів струму, напруги, власних потреб .....	42
2.4 Обґрунтування схеми .....	48
2.4.1 Вибір схеми для лінії 10 кВ .....	48

					<i>БР 5.6.141.405 ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	<i>Розрахунок елементів електричних мереж та зон захисту блискунковідводів</i>	Лист.	Аркуш	Листів
<i>Розроб.</i>		<i>Чех А.О.</i>					5	76
<i>Перевір.</i>		<i>Петровський М.В.</i>				<i>СумДУ, ЕТз-91с</i>		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

2.4.2	Вибір схеми для лінії 110 кВ.....	50
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА .....	52
3.1	Вихідні дані до розрахунку захисту .....	52
3.2	Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту.....	53
3.3	Вибір уставок реле ДЗТ .....	56
4	РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	60
4.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції.....	60
4.2	Розрахунок заземлювального контуру ПС 35/10 .....	63
	ВИСНОВКИ.....	69
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	70
	Додаток А.....	72
	Додаток Б .....	73
	Додаток В.....	74
	Додаток Г .....	75
	Додаток Д.....	76

					<i>БР 5.6.141.405 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

## ВСТУП

Надійність та безперебійність електропостачання споживачів електричної енергії сьогодні є актуальним завданням. Електропостачання передбачає забезпечення споживачів електричною енергією. Стабільне функціонування промисловості, сільського господарства, транспорту, комунального господарства можливе у разі надійного забезпечення електроенергією.

При передачі електричної енергії на великі відстані виникають ряд задач та проблем які необхідно вирішувати. Одна із них – це зменшення технологічних втрат. Для досягнення даної мети, використовують підвищення класу номінальної напруги лінії електропередавання. Тому, процес розробки конфігурації високовольтних електричних мереж для живлення потужних споживачів або центри електричних навантажень являється актуальною задачею на сьогодні.

Метою цієї роботи є:

- систематизації, закріплення та поглиблення теоретичних та практичних знань із загальнотехнічних та спеціальних дисциплін за напрямом професійної підготовки;
- формування навичок використання отриманих знань, під час вирішення конкретних практичних та науково-технічних завдань;
- набуття досвіду виконання технічної документації – пояснювальної записки та креслень відповідно до умов чинних стандартів;
- набуття досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків та публічного захисту виконаної роботи, розрахунок електричної мережі, визначення активних, реактивних та повних потужностей кіл мережі, втрат потужностей у колах мережі, напруги у вузлах мережі.

Необхідно провести розрахунок електричної системи, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатори. Провести розрахунок електричної частини підстанції та вибір електричного обладнання.

					<i>БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

# 1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 1.1 Вихідні дані до виконання проекту

Для успішного виконання роботи достатньо таких вихідних даних та матеріалів:

- 1) однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі, показана на рис. 1.1;
- 2) довжини ліній і потужності навантажень наведені в табл. 1.1;
- 3) марки проводів і трансформаторів.

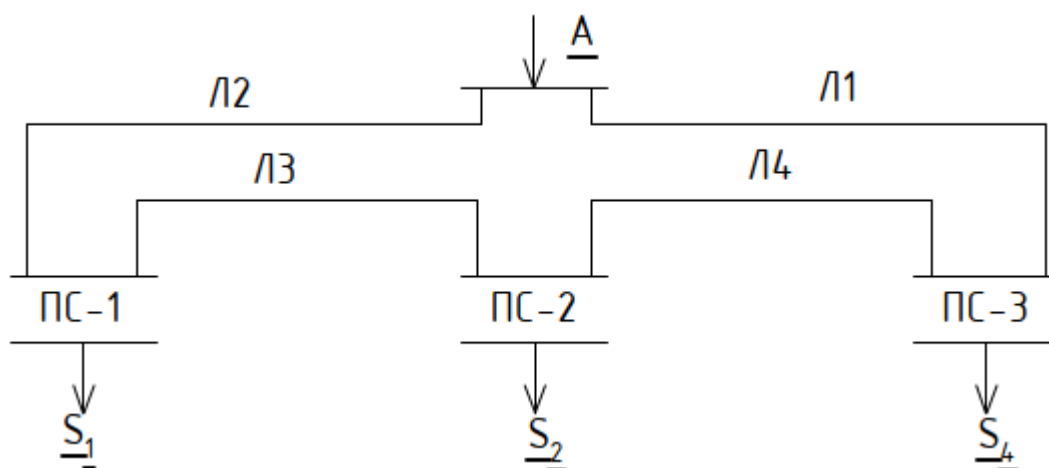


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема

Таблиця 1.1 – Вихідні дані до схеми на рисунку 1.1

Довжина ПЛ, км				Потужності навантажень, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S1	S2	S3	S4
40	50	40	30	60+j30 II	10+j10 I		60+j45 III-

## 1.2 Розрахунок параметрів ліній та трансформаторів підстанцій

### 1.2.1 Вибір напруги кільцевої лінії

Для вибору номінальних напруг у замкненій частині електричної мережі знаходимо сумарні навантаження вузлів 1 і 2:

$$S_{1p} = S_1 = 60 + j30 \text{ МВА}$$

$$S_{2p} = S_2 = 10 + j10 \text{ МВА}$$

$$S_{3p} = S_3 = 60 + j45 \text{ МВА}$$

Далі складаємо розрахункову схему заміщення замкненої частини мережі замкненої мережі на рис. 1.2:

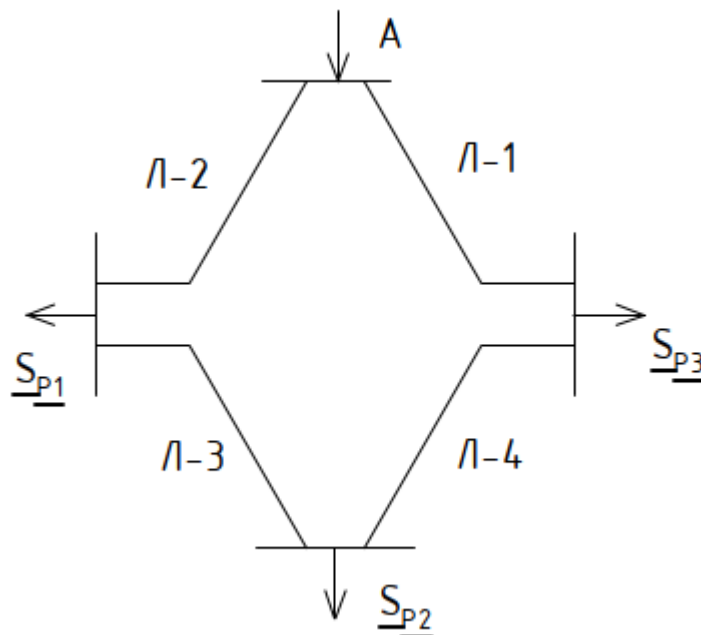


Рисунок 1.2 – Замкнена мережа

Вибираємо додатні напрямки потужності ділянок мережі та складаємо розімкнену мережу рис. 1.3.

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9



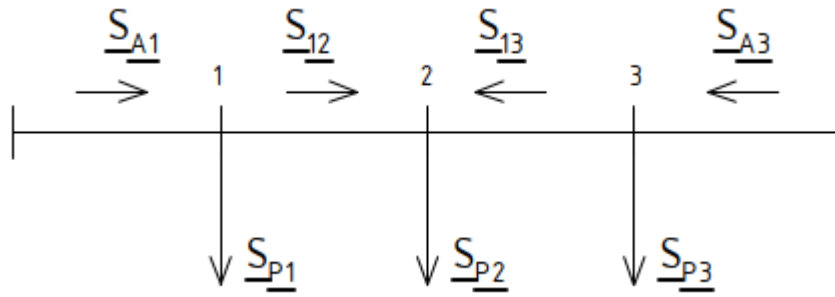


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

Визначимо потужності у лініях А – 2, А – 4 і 2 – 3, 3 – 4.

$$S_{A1} = \frac{S_{1P}(l_{23} + l_{34} + l_{4A}) + S_{2P}(l_{34} + l_{4A}) + S_{3P}l_{4A}}{l_{A2} + l_{23} + l_{34} + l_{4A}} = 60,62 + j36,25 \text{ MVA}$$

$$S_{A3} = \frac{S_{1P}(l_{A2}) + S_{2P}(l_{34} + l_{2A}) + S_{3P}(l_{A2} + l_{23} + l_{34})}{l_{A2} + l_{23} + l_{34} + l_{4A}} = 69,4 + j48,75 \text{ MVA}$$

$$S_{21} = S_{A1} - S_{1P} = 0,625 + j6,25 \text{ MVA}$$

$$S_{23} = S_{A3} - S_{3P} = 9,37 + j3,75 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$S_{1P} + S_{2P} + S_{3P} = S_{A1} + S_{A3}$$

$$130 + j85 = 130 + j85$$

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 3-4 вийшла позитивною, тому точка 4 є точкою розподілу.

### 1.3 Вибір типу проводів повітряних ліній

Виходячи із довжин ліній і потужностей яка йде по них визначаємо напругу за емпіричною формулою Іларіонова (1.2):

									Арк.
									10
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ				

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.2)$$

- де  $U$  – напруга відповідної лінії, кВ;  
 $L$  – довжина відповідної лінії, км;  
 $P$  – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Для нашої вихідної достатньо визначити для ділянки Л4, оскільки після неї йде замкнена мережа. Тому маємо такі результати розрахунку котрі показані в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Результати розрахунку напруги на ділянках

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	40	50	40	30
Напруга ділянки, кВ	153,5	139,7	15,8	59,4

Приймаємо напругу електричної мережі рівною 220 кВ.

Визначаємо струм в лініях за формулою (1.3):

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.3)$$

- де  $I$  – струм у відповідній лінії, А;  
 $S$  – повна потужність лінії, МВА;  
 $U_n$  – обрана номінальна напруга.

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою (1.4):

$$F_e = \frac{I_m}{j_e} \quad (1.4)$$

де  $F_e$  – економічний переріз проводу, мм<sup>2</sup>;

$I_m$  – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А;

$j_e$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>

Результати розрахунку струмів приведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку струмів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-2	Л-4
Струм, кА	0,222	0,184	0,016	0,027

Приймаємо для ліній провід марки АС-240/32. Результати вибіру проводу приведено в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Марка та параметри проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-2	Л-4
Марка та переріз дроту	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів				
$R_0$ , Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,118
$X_0$ , Ом/км	0,435	0,435	0,435	0,435
$B_0$ , См/км, 10 <sup>-6</sup>	2,6	2,6	2,6	2,6

Знайдемо параметри ліній електричної мережі. Значення активних та реактивних опорів ліній, а також величина за рядною потужністю, наведені в табл. 1.5.

$$R_{Л} = r_0 \cdot l_{Л}; X_{Л} = x_0 \cdot l_{Л}; \frac{jQ_{Л}}{2} = U_{ном} \cdot \frac{b_0 \cdot l_{Л}}{2}$$

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
$R_{Л}$	Ом	4,72	5,9	4,72	3,54
$X_{Л}$	Ом	17,4	21,75	17,4	13,05
$Q_{Л}/2$	МВАр	2,517	3,146	2,517	1,888

#### 1.4 Розрахунок та вибір потужності трансформаторів на підстанціях

Вибір кількості трансформаторів на понижуючих підстанціях у першу чергу визначається вимогами, що пред'являються споживачами до надійності електропостачання.

У відповідності з практикою проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися за умови допустимого перенавантаження у після аварійних режимах до 40% (на період максимуму загальної добової тривалості не більше 5 годин на протязі не більше 6 діб).

Обираємо трансформатори згідно потужності навантаження:

Для ПС-1:

$$S_T = S_1 = \sqrt{60^2 + 30^2} = 67,1 \text{ МВА}$$

Згідно номінальної напруги обираємо трансформатор ТРДН - 40000/220. Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_1}{2 \cdot S_T} = \frac{67,1}{2 \cdot 40} = 0,839$$

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Так як коефіцієнт завантаження менше 1,0, то трансформатор ТРДН - 40000/220 задовільняє вимогам, що висуваються. Технічні дані трансформатора приведені в додатку А.

Для ПС-2:

$$S_T = S_2 = \sqrt{10^2 + 10^2} = 14,1 \text{ МВА}$$

Згідно номінальної напруги обираємо трансформатор ТРДН - 25000/220. Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_2}{S_T} = \frac{14,1}{25} = 0,282$$

Так як коефіцієнт завантаження менше 1,0, то трансформатор ТРДН - 25000/220 задовольняє вимогам, що висуваються. Технічні дані трансформатора приведені в додатку А.

Для ПС-3:

$$S_T = S_4 = \sqrt{60^2 + 45^2} = 75 \text{ МВА}$$

Згідно номінальної напруги обираємо трансформатор ТДЦ – 80000/220. Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_4}{S_T} = \frac{75}{80} = 0,94$$

Так як коефіцієнт завантаження менше 1,0, то трансформатор ТДЦ – 80000/220 задовольняє вимогам, що висуваються. Технічним даним трансформатора приведені в додатку А.

## 1.5 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Складаємо однолінійну схему електричної мережі рис. 1.4, з урахуванням трансформаторів підстанцій.

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

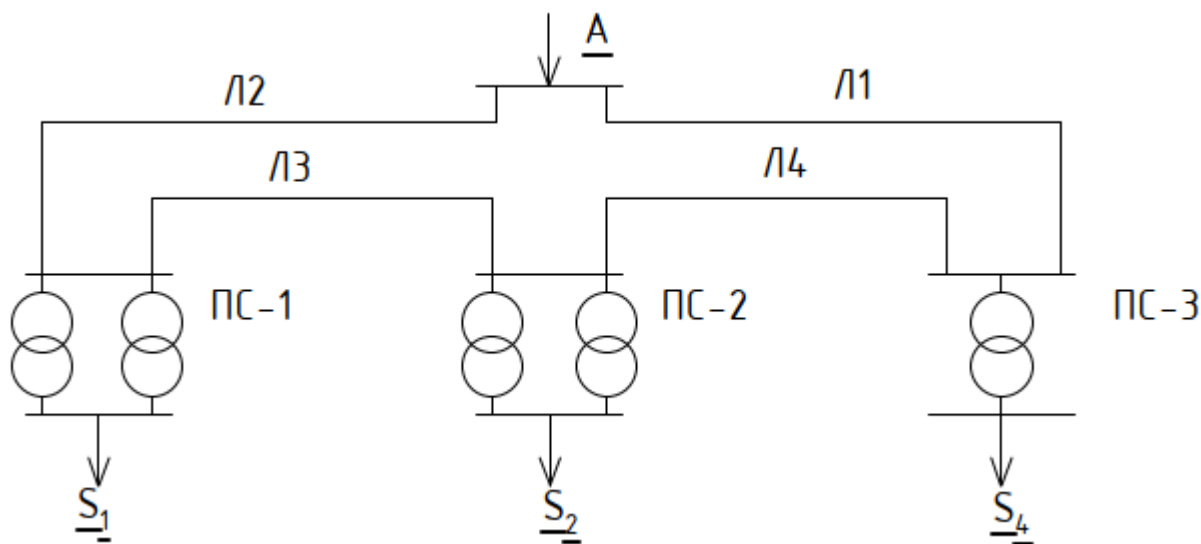


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

Визначаємо розрахункову потужність з урахуванням втрат в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні. Схема заміщення трансформаторів підстанцій зображено на рис. 1.5.

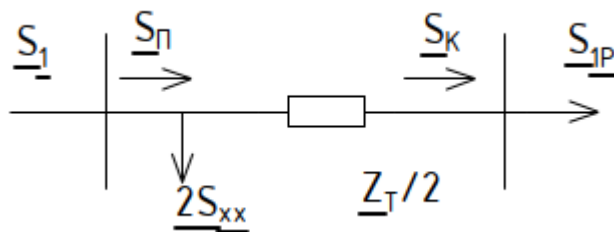


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанцій

Визначаємо потужність ПС-1:

$$S_{p1} = S_1 = 60 + j30 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{p1} = \frac{(S_{p1})^2 (Z_{p1})}{U_{BH}^2 \cdot 2} = \frac{(60)^2 + (30)^2 (5,6 + j100,7)}{230^2 \cdot 2} = 0,26 + j4,68 \text{ (МВА)}$$

$$S_{p1}^H = S_{p1} + \Delta S_{p1} + 2 \cdot S_{xxp1} = 60,4 + j35,4 \text{ (МВА)}$$

Визначаємо потужність ПС-2:

$$S_{p2} = S_2 = 10 + j10 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{p2} = \frac{(S_{p2})^2 (Z_{p2})}{U_{BH}^2} = \frac{(10)^2 + (10)^2}{230^2} \frac{(11 + j232,7)}{2} = 0,023 + j0,481 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p2}^H = S_{p2} + \Delta S_{p2} + 2 \cdot S_{xpp2} = 10,07 + j10,63 \text{ (MVA)}$$

Визначаємо потужність ПС-3:

$$S_{p2} = S_4 = 60 + j45 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{p2} = \frac{(S_{p2})^2}{U_{BH}^2} (Z_{p2}) = \frac{(60)^2 + (45)^2}{230^2} (2,9 + j80,5) = 0,337 + j9,35 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p3}^H = S_{p3} + \Delta S_{p3} + S_{xpp3} = 60,4 + j54,8 \text{ (MVA)}$$

## 1.6 Розрахунок потужності на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності у трансформаторах та ліній

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі (рис. 1.6) з урахуванням втрат потужності у трансформаторах.

$$S_{a3} = \frac{S_{p3}(Z_{a1} + Z_{12} + Z_{23}) + S_{p2}(Z_{a1} + Z_{12}) + S_{p1}(Z_{a1})}{Z_{a1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{a3}} = 69,8 + j58,2 \text{ MVA}$$

$$S_{a1} = \frac{S_{p3}(Z_{a3}) + S_{p2}(Z_{23} + Z_{a3}) + S_{p1}(Z_{12} + Z_{23} + Z_{a3})}{Z_{a1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{a3}} = 61,01 + j42,69 \text{ MVA}$$

$$S_{12} = S_{a1} - S_{p1} = 0,655 + j7,29 \text{ MVA}$$

$$S_{23} = S_{a3} - S_{p3} = 9,418 + j3,34 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності

$$S_{a1} + S_{a3} = S_{p1} + S_{p2} + S_{p3} = 130, + j100,8 \text{ MVA}$$

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Баланс потужності зійшовся.

Як видно потужність ділянки  $S_{12}$  та  $S_{23}$  додатні, тому підстанція ПС-2 є точкою потокорозподілу.

Складемо схему заміщення електричної мережі з урахуванням потокорозділу рис. 1.6.

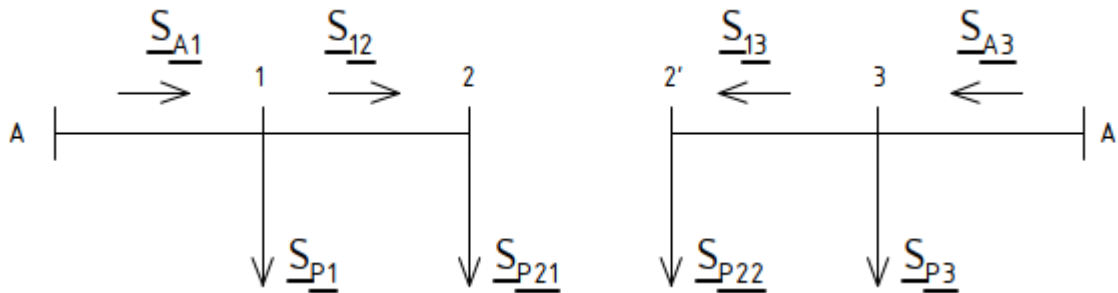


Рисунок 1.6 – Схема заміщення розімкненої схеми

Визначимо потокорозділ у двох схемах заміщення, наведених на рис. 1.6.

Потужність ділянки Л-4:

$$S_{23к} = S_{23} - \frac{jQ_{23}}{2} = 9,4 + j1,45 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{23} = \frac{(S_{23к})^2}{U_{ВН}^2} Z_{23} = 0,0066 + j0,024 \text{ (MVA)}$$

$$S_{23н} = S_{23к} + \Delta S_{23} - \frac{jQ_{23}}{2} = 9,43 - j0,417 \text{ (MVA)}$$

Потужність ділянки Л-1:

$$S_{a3к} = S_{23н} + S_{p3} - \frac{jQ_{a3}}{2} = 69,8 + j51,9 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{a3} = \frac{(S_{a3к})^2}{U_{ВН}^2} Z_{a3} = 0,739 + j0,272 \text{ (MVA)}$$

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17



$$\underline{S}_{a3n} = \underline{S}_{a3к} + \Delta\underline{S}_{a3} - \frac{jQ_{a3}}{2} = 70,6 + j52,1 \quad (MVA)$$

Потужність ділянки Л-3:

$$S_{21к} = S_{21} - \frac{jQ_{21}}{2} = 0,655 + j4,78 \quad MVA$$

$$\Delta\underline{S}_{21} = \frac{(\underline{S}_{21к})^2}{U_{BH}^2} Z_{21} = 0,00227 + j0,0084 \quad (MVA)$$

$$\underline{S}_{21n} = \underline{S}_{21к} + \Delta\underline{S}_{21} - \frac{jQ_{21}}{2} = 0,657 + j2,272 \quad (MVA)$$

Потужність ділянки Л-2:

$$S_{a1к} = S_{21n} + S_{p1} - \frac{jQ_{a1}}{2} = 61,01 + j34,5 \quad MVA$$

$$\Delta\underline{S}_{a1} = \frac{(\underline{S}_{a1к})^2}{U_{BH}^2} Z_{a1} = 0,599 + j2,21 \quad (MVA)$$

$$\underline{S}_{a1n} = \underline{S}_{a1к} + \Delta\underline{S}_{a1} - \frac{jQ_{a1}}{2} = 61,6 + j33,6 \quad (MVA)$$

Загальна потужність:

$$\underline{S}_{загальна} = \underline{S}_{a1n} + \underline{S}_{a3n} = 133,2 + j85,7 \quad (MVA)$$

## 1.7 Визначення напруги у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більше номінальної напруги мережі  $U = 242$  кВ.

Напругу вузла 3

$$U_3 = \sqrt{\left( U_A - \frac{P_{a3n} R_{a3n} + Q_{a3n} X_{a3n}}{U_A} \right)^2 + \left( \frac{X_{a3n} R_{a3n} + P_{a3n} X_{a3n}}{U_A} \right)^2} = 224 \quad \kappa B$$

Напругу вузла 1

$$U_1 = \sqrt{\left( U_A - \frac{P_{a1n} R_{a1n} + Q_{a1n} X_{a1n}}{U_A} \right)^2 + \left( \frac{X_{a1n} R_{a1n} + P_{a1n} X_{a1n}}{U_A} \right)^2} = 225,3 \quad \kappa B$$

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Напругу вузла 2

$$U_{12} = \sqrt{\left( U_1 - \frac{P_{21n} R_{21n} + Q_{21n} X_{21n}}{U_1} \right)^2 + \left( \frac{X_{21n} R_{21n} + P_{21n} X_{21n}}{U_1} \right)^2} = 225,1 \text{ кВ}$$

$$U_{22} = \sqrt{\left( U_3 - \frac{P_{23n} R_{23n} + Q_{23n} X_{23n}}{U_3} \right)^2 + \left( \frac{X_{23n} R_{23n} + P_{23n} X_{23n}}{U_3} \right)^2} = 224,5 \text{ кВ}$$

$$U_2 = \frac{U_{21} + U_{22}}{2} = 224,8 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу на низькій стороні трансформаторної підстанції з урахуванням реального коефіцієнта трансформатора

$$k_t = \frac{230}{10,5} = 21,9$$

ПС-1:

$$U_{1n} = \frac{U_1}{k_t} = 10,28 \text{ кВ}$$

ПС-2:

$$U_{2n} = \frac{U_2}{k_t} = 10,26 \text{ кВ}$$

ПС-3:

$$U_{3n} = \frac{U_3}{k_t} = 10,25 \text{ кВ}$$

В додатку Б показано схему заміщення мережі в нормальному режимі роботи.

### 1.8 Робота мережі в мінімальному режимі

Потужності навантаження в мінімальному режимі:

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

$$S_{1p} = \frac{S_1}{2} = 30 + j15 \text{ MVA}$$

$$S_{2p} = \frac{S_2}{2} = 5 + j5 \text{ MVA}$$

$$S_{3p} = \frac{S_3}{2} = 30 + j22,5 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужності трансформаторів:

Визначаємо потужність ПС-1:

$$S_{p1} = S_1 = 30 + j15 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{p1} = \frac{(S_{p1})^2 (Z_{p1})}{U_{BH}^2} = 0,065 + j1,17 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p1}^H = S_{p1} + \Delta S_{p1} + 2 \cdot S_{xcp1} = 30,2 + j16,9 \text{ (MVA)}$$

Визначаємо потужність ПС-2:

$$S_{p2} = S_2 = 5 + j5 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{p2} = \frac{(S_{p2})^2 (Z_{p2})}{U_{BH}^2} = 0,0056 + j0,12 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p2}^H = S_{p2} + \Delta S_{p2} + 2 \cdot S_{xcp2} = 5,06 + j5,27 \text{ (MVA)}$$

Визначаємо потужність ПС-3:

$$S_{p2} = S_4 = 30 + j22,5 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{p2} = \frac{(S_{p2})^2 (Z_{p2})}{U_{BH}^2} = 0,084 + j2,33 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p3}^H = S_{p3} + \Delta S_{p3} + S_{xcp3} = 30,2 + j25,3 \text{ (MVA)}$$

Визначаємо потужність в лініях:

Потужність ділянки Л-4:

$$S_{23к} = S_{23} - \frac{jQ_{23}}{2} = 4,7 + j0,02 \text{ MVA}$$

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

$$\Delta \underline{S}_{23} = \frac{(\underline{S}_{23к})^2}{U_{BH}^2} Z_{23} = 0,0016 + j0,006 \quad (MVA)$$

$$\underline{S}_{23n} = \underline{S}_{23к} + \Delta \underline{S}_{23} - \frac{jQ_{23}}{2} = 4,7 - j1,85 \quad (MVA)$$

Потужність ділянки Л-1:

$$S_{a3к} = S_{23n} + S_{p3} - \frac{jQ_{a3}}{2} = 34,9 + j20,9 \quad MVA$$

$$\Delta \underline{S}_{a3} = \frac{(\underline{S}_{a3к})^2}{U_{BH}^2} Z_{a3} = 0,162 + j0,596 \quad (MVA)$$

$$\underline{S}_{a3n} = \underline{S}_{a3к} + \Delta \underline{S}_{a3} - \frac{jQ_{a3}}{2} = 35,1 + j19,1 \quad (MVA)$$

Потужність ділянки Л-3:

$$S_{21к} = S_{21} - \frac{jQ_{21}}{2} = 0,333 + j0,84 \quad MVA$$

$$\Delta \underline{S}_{21} = \frac{(\underline{S}_{21к})^2}{U_{BH}^2} Z_{21} = 0,000079 + j0,00029 \quad (MVA)$$

$$\underline{S}_{21n} = \underline{S}_{21к} + \Delta \underline{S}_{21} - \frac{jQ_{21}}{2} = 0,333 - j1,67 \quad (MVA)$$

Потужність ділянки Л-2:

$$S_{a1к} = S_{21n} + S_{p1} - \frac{jQ_{a1}}{2} = 30,5 + j12,1 \quad MVA$$

$$\Delta \underline{S}_{a1} = \frac{(\underline{S}_{a1к})^2}{U_{BH}^2} Z_{a1} = 0,131 + j0,483 \quad (MVA)$$

$$\underline{S}_{a1n} = \underline{S}_{a1к} + \Delta \underline{S}_{a1} - \frac{jQ_{a1}}{2} = 30,6 + j9,4 \quad (MVA)$$

Загальна потужність:

$$\underline{S}_{загальна} = \underline{S}_{a1n} + \underline{S}_{a3n} = 65,7 + j28,4 \quad (MVA)$$

Визначаємо напруги на підстанціях:

Напругу вузла 3

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

$$U_3 = \sqrt{\left( U_A - \frac{P_{a3n} R_{a3n} + Q_{a3n} X_{a3n}}{U_A} \right)^2 + \left( \frac{X_{a3n} R_{a3n} + P_{a3n} X_{a3n}}{U_A} \right)^2} = 227,8 \text{ кВ}$$

Напругу вузла 1

$$U_1 = \sqrt{\left( U_A - \frac{P_{a1n} R_{a1n} + Q_{a1n} X_{a1n}}{U_A} \right)^2 + \left( \frac{X_{a1n} R_{a1n} + P_{a1n} X_{a1n}}{U_A} \right)^2} = 228,4 \text{ кВ}$$

Напругу вузла 2

$$U_{12} = \sqrt{\left( U_1 - \frac{P_{21n} R_{21n} + Q_{21n} X_{21n}}{U_1} \right)^2 + \left( \frac{X_{21n} R_{21n} + P_{21n} X_{21n}}{U_1} \right)^2} = 228,5 \text{ кВ}$$

$$U_{22} = \sqrt{\left( U_3 - \frac{P_{23n} R_{23n} + Q_{23n} X_{23n}}{U_3} \right)^2 + \left( \frac{X_{23n} R_{23n} + P_{23n} X_{23n}}{U_3} \right)^2} = 227,9 \text{ кВ}$$

$$U_2 = \frac{U_{21} + U_{22}}{2} = 228,2 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу на низькій стороні трансформаторної підстанції з урахуванням реального коефіцієнта трансформатора

$$k_t = \frac{230}{10,5} = 21,9$$

ПС-1:

$$U_{1н} = \frac{U_1}{k_t} = 10,42 \text{ кВ}$$

ПС-2:

$$U_{2н} = \frac{U_2}{k_t} = 10,42 \text{ кВ}$$

ПС-3:

$$U_{3н} = \frac{U_3}{k_t} = 10,40 \text{ кВ}$$

В додатку В показано схему заміщення мережі в мінімальному режимі роботи.

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

## 1.9 Аварійний режим роботи

В даному режимі необхідно провести розрахунок мережі при відключенні лінії Л-1.

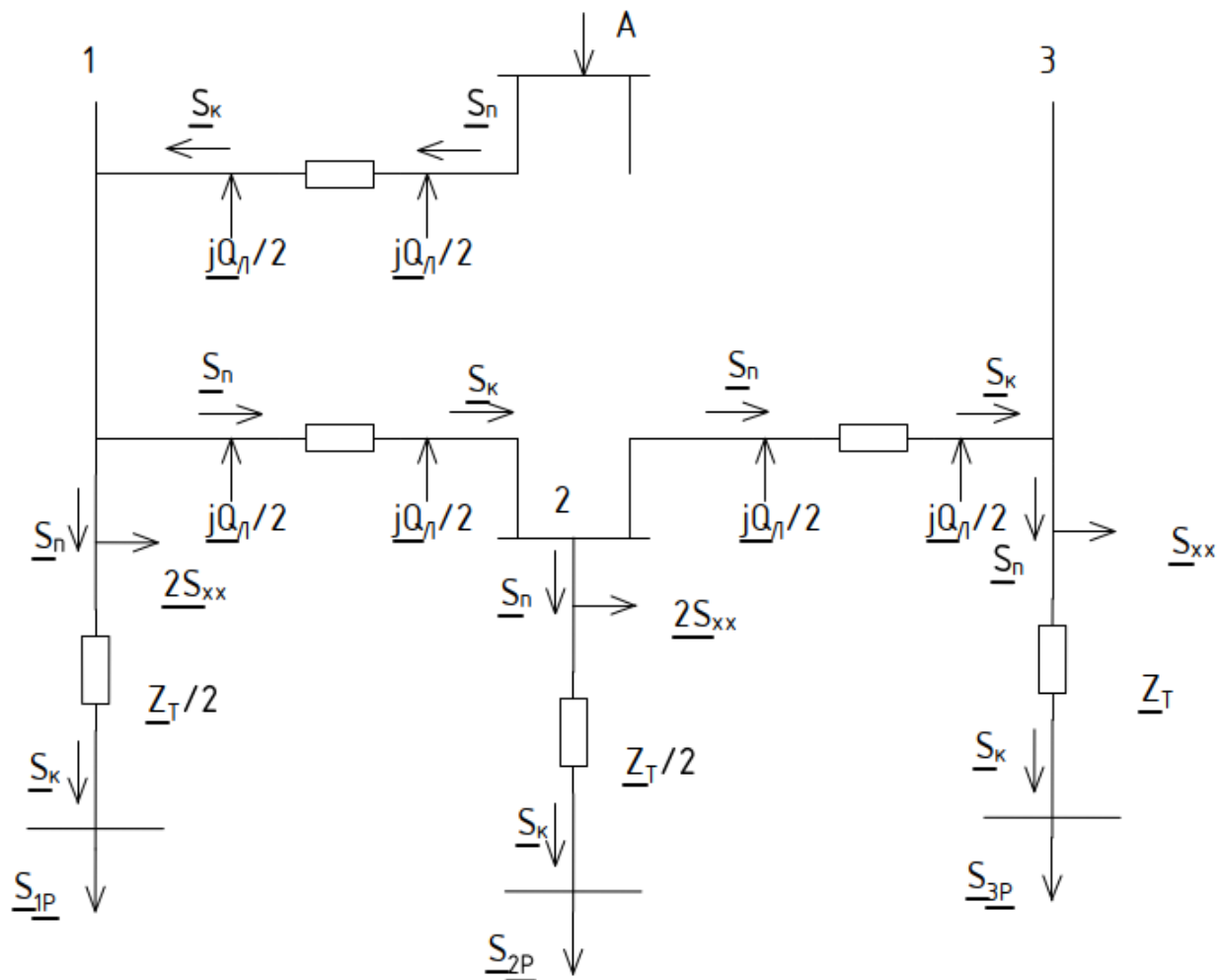


Рисунок 1.7 – Схема заміщення в аварійному режимі роботи

Потужність ділянки Л-4:

$$S_{23к} = S_{p3} - \frac{jQ_{23}}{2} = 60,4 + j52,9 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{23} = \frac{(S_{23к})^2}{U_{ВН}^2} Z_{23} = 0,472 + j1,74 \text{ (MVA)}$$

$$S_{23n} = S_{23к} + \Delta S_{23} - \frac{jQ_{23}}{2} = 60,91 + j52,8 \text{ (MVA)}$$

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

Потужність ділянки Л-3:

$$S_{21к} = S_{23n} + S_{p1} - \frac{jQ_{21}}{2} = 70,9 + j60,9 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{21} = \frac{(S_{21к})^2}{U_{BH}^2} Z_{21} = 0,853 + j3,15 \text{ (MVA)}$$

$$\underline{S}_{21n} = \underline{S}_{21к} + \Delta S_{21} - \frac{jQ_{21}}{2} = 71,8 + j61,5 \text{ (MVA)}$$

Потужність ділянки Л-2:

$$S_{a1к} = S_{21n} + S_{p1} - \frac{jQ_{a1}}{2} = 132,2 + j93,8 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{a1} = \frac{(S_{a1к})^2}{U_{BH}^2} Z_{a1} = 3,2 + j11,8 \text{ (MVA)}$$

$$\underline{S}_{a1n} = \underline{S}_{a1к} + \Delta S_{a1} - \frac{jQ_{a1}}{2} = 135,4 + j102,5 \text{ (MVA)}$$

Загальна потужність:

$$\underline{S}_{загальна} = \underline{S}_{a3n} = 135,4 + j102,5 \text{ (MVA)}$$

Напругу вузла 1

$$U_1 = \sqrt{\left( U_A - \frac{P_{a1n} R_{a1n} + Q_{a1n} X_{a1n}}{U_A} \right)^2 + \left( \frac{X_{a1n} R_{a1n} + P_{a1n} X_{a1n}}{U_A} \right)^2} = 217,1 \text{ кВ}$$

Напругу вузла 2

$$U_2 = \sqrt{\left( U_1 - \frac{P_{21n} R_{21n} + Q_{21n} X_{21n}}{U_1} \right)^2 + \left( \frac{X_{21n} R_{21n} + P_{21n} X_{21n}}{U_1} \right)^2} = 210,6 \text{ кВ}$$

Напругу вузла 3

$$U_3 = \sqrt{\left( U_2 - \frac{P_{23n} R_{23n} + Q_{23n} X_{23n}}{U_2} \right)^2 + \left( \frac{X_{23n} R_{23n} + P_{23n} X_{23n}}{U_2} \right)^2} = 206,4 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу на низькій стороні трансформаторної підстанції з урахуванням реального коефіцієнта трансформатора

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

$$k_t = \frac{230}{10,5} = 21,9$$

ПС-1:

$$U_{1н} = \frac{U_1}{k_t} = 9,91 \text{ кВ}$$

ПС-2:

$$U_{2н} = \frac{U_2}{k_t} = 9,61 \text{ кВ}$$

ПС-3:

$$U_{3н} = \frac{U_3}{k_t} = 9,42 \text{ кВ}$$

Як видно величина напруги на низькій стороні не перевищує гранично допустиме значення, тому даний режим є задовільним. В додатку Г показано схему заміщення мережі в аварійному режимі роботи.

### 1.10 Висновок до розділу

В результаті розрахунку даного розділу знайдено потоки потужностей в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Знайдено падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напруги у вузлах мережі з урахуванням подовжніх і поперечних складових падінь напруги на ділянках мережі. Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування.

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
						25
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



## 2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

### Вибір та перевірка потужності силових трансформаторів

Потужність трансформаторів вибирається за умовами:

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

$P_{НОМ.НАВ},$ МВт	$\cos \varphi_{НАВ}$	$X_{L1},$ Ом	$X_{L2},$ Ом	$S_{КЗ.С},$ МВА	$t, ^\circ\text{C}$
10	0,92	20	42	2300	-10

Таблиця 2.2 – Вихідні дані

Навантаження в % від номінальної потужності												
годин	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S, \%$	45	55	60	90	90	80	80	100	90	110	120	100
$S,$ МВА	4,9	5,9	6,5	9,8	9,8	8,7	8,7	10,9	9,8	11,9	13,08	10,9

– при встановленні одного трансформатора

$$S_{НОМ} \geq S_{МАКС}$$

– при встановленні двохтрансформаторів:

$$\frac{P_{НОМ}}{\cos \varphi} = \frac{10}{0,92} = 10,9 \text{ МВА}$$

$$S_{НОМ} = 0,7 \times S_{МАКС} = 0,7 \times 10,9 = 7,63 \text{ мва}$$

Графік навантаження приведений на рис. 2.1.

													Арк.
													26
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата									

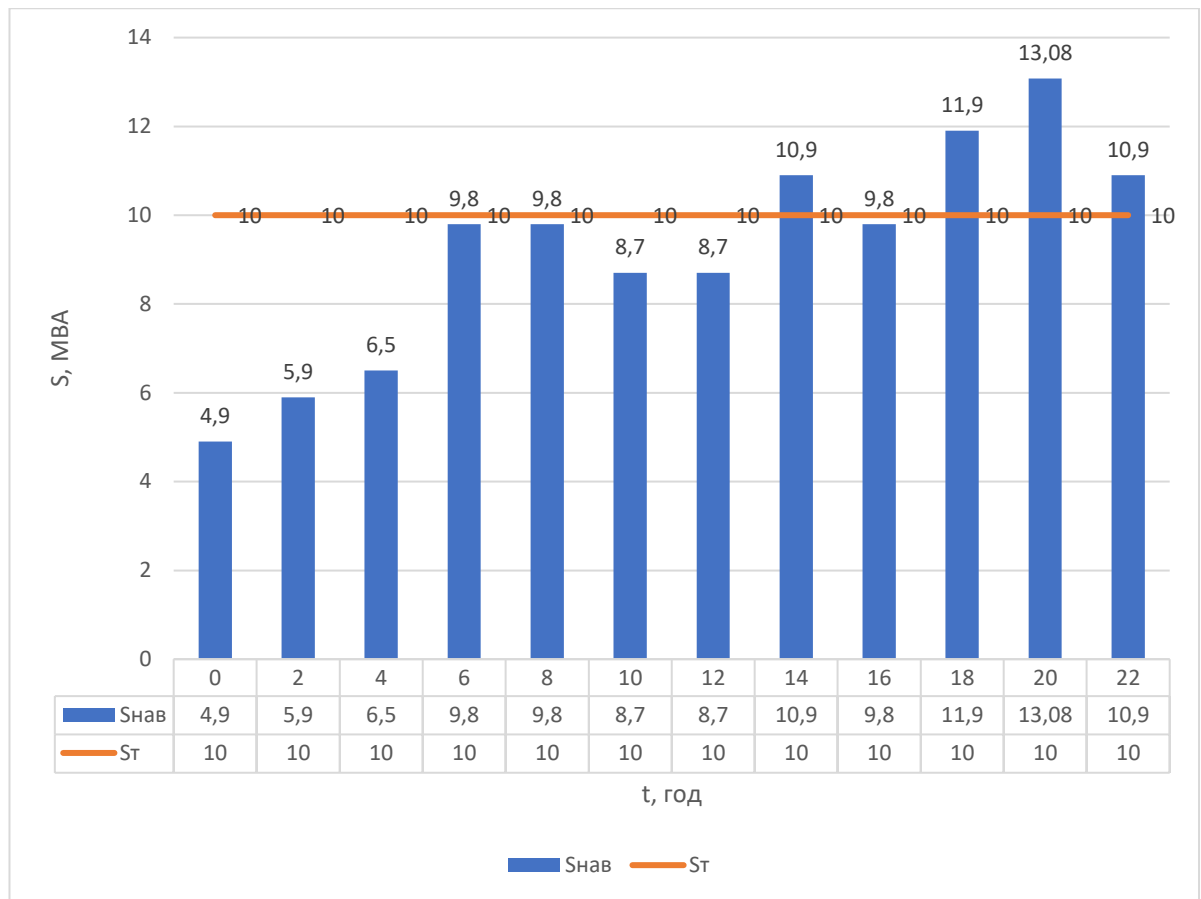


Рисунок 2.1 – Графік навантаження підстанції

ми беремо з шкали потужності два трансформатори по 10000 кВА або 10 МВА

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

$$K_1 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{4,9^2 \cdot 2 + 5,9^2 \cdot 2 + 6,5^2 \cdot 2 + 8,7^2 \cdot 4 + 9,8^2 \cdot 6}{2 + 2 + 2 + 4 + 6}} = 0,822$$

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

$$K_2 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{10,9^2 \cdot 4 + 11,9^2 \cdot 2 + 13,08^2 \cdot 2}{2 + 2 + 4}} = 1,17$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає:

$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном}} = \frac{13.08}{10} = 1.308 \text{ мва}$$

$$K'_2 = 0.9 * 1.308 = 1.177$$

Вибираємо,  $K_{2РЕАЛ}$  як найбільше з  $K_2$  та  $K'_2$

Приймаємо

$$K_{2РЕАЛ} = 1,177$$

$$K_{2ДОП} = 1,6$$

Значення  $K_{2ДОП}$  більше, ніж  $K_{2РЕАЛ}$ , отже, трансформатор обраний правильно.

Висновок:

Отже беремо два трансформатори маркою ТДН 10000/110/10 з опором  $x=133,1$  Ом (додаток Д).

## 2.1 Вибір високовольтних апаратів

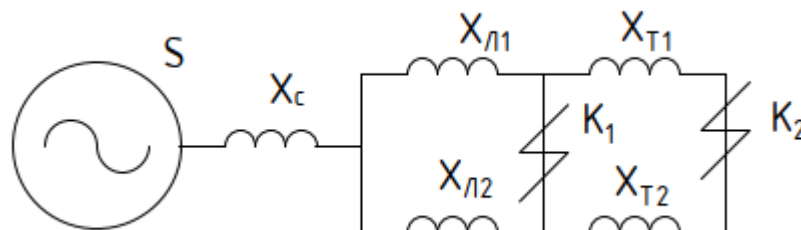


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Вихідні дані:  $U_{ВН} = 110$  кВ,  $U_{НН} = 10$  кВ;  $S_C = 2300$  МВА;  $X_{Л1} = 20$  Ом;  $X_{Л2} = 42$  Ом;  $X_{Т1} = X_{Т2} = 66,55$  Ом; Схема заміщення приведена на рис. 2.2.

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Розрахунок струмів КЗ виконується в іменованих одиницях.

$$X_n = \frac{X_{n1} \cdot X_{n2}}{X_{n1} + X_{n2}} = 13,54 \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{133,1}{2} = 66,55 \text{ Ом}$$

$$X_C = \frac{U_{Л}^2}{S_C} = 5,26 \text{ Ом}$$

Періодична складова струму КЗ в точці К<sub>1</sub> та К<sub>2</sub>:

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}^2}{\sqrt{3}(X_C + X_n)} = 3,38 \text{ кА}$$

$$I_{K2} = \frac{U_{Л}^2}{\sqrt{3}(X_C + X_n + X_T)} \cdot \frac{U_B}{U_H} = 8,20 \text{ кА}$$

Ударний струм:

– в точці К<sub>1</sub>:

$$I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,38 = 7,7 \text{ кА}$$

– в точці К<sub>2</sub>:

$$I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 8,2 = 18,61 \text{ кА}$$

Вважаємо, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму КЗ незмінні в часі, тому через час, рівний часу відключення

$$I_{n\Sigma} = 3,38 \text{ кА}$$

$$I_{n\Sigma} = 8,20 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів викидача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{nr} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}$$

$$I_{a1} = 1,41 \cdot 3,38 \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = 0,44 \text{ кА}$$

$$I_{a2} = 1,41 \cdot 3,38 \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = 1,57 \text{ кА}$$

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

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):

– для  $K_1$ :

$$B_{R1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 3,38^2 (0,06 + 0,025_a) = 0,97 \text{ кА}^2 \text{с}$$

– для  $K_2$ :

$$B_{R2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 8,20^2 (0,1 + 0,05) = 10,09 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Результати розрахунків зведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Період. склад. струму КЗ, кА	Ударний струм КЗ, кА	Період. склад. струму КЗ, кА	Аперіод. склад. струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Шини 110 кВ ( $K_1$ )	3,38	7,7	3,38	0,44	0,97
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	8,20	18,61	8,20	1,57	10,09

Вихідні дані:

– тип трансформатора – ТДН 10/110/10000 МВА

Максимальний струм на високій напрузі:

$$I_{max}^{ВН} = \frac{1,4S_{ТР}}{\sqrt{3} * U_{ВН}} = \frac{1,4 * 10000}{\sqrt{3} * 110} = 73,5 \text{ А}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі:

$$I_{max}^{НН} = \frac{1,4S_{ТР}}{\sqrt{3} * U_{НН}} = \frac{1,4 * 10000}{\sqrt{3} * 10} = 808,3 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{max}^{CB} = \frac{0,7S_{TP}}{\sqrt{3} * U_{HH}} = \frac{0,7 * 10000}{\sqrt{3} * 10} = 404,14 \text{ A}$$

Струм у колі лінії, що відходить від підстанції (якщо від підстанції відходить 10 ліній):

$$I_{max}^{LB} = \frac{1,4S_{TP}}{\sqrt{3} * U_{HH} * 10} = \frac{1,4 * 10000}{\sqrt{3} * 10 * 10} = 80,8 \text{ A}$$

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів на напрузі 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73.5 А	2000А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	3.38 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	7.7 кА	102 кА
$I_{пт} \leq I_{омкНом}$	3.38 кА	40,0 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0.44 кА	23 кА
$B_k \leq I_{т}^2 t_r$	0.97 кА <sup>2</sup> · с	4800 кА <sup>2</sup> · с

Вибираємо вимикач ВВУ-110Б-40/2000У1

Таблиця 2.5 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	808.3А	1000А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8.20 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	18.61 кА	52 кА
$I_{пт} \leq I_{омкНом}$	8.20 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1.57 кА	-
$B_k \leq I_{т}^2 t_r$	10.09 кА <sup>2</sup> · с	1200 кА <sup>2</sup> · с

## Вибираємо вимикач ВПМ-10-20/1000УЗ

Таблиця 2.6 – Вибір секційного вимикача на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	404.14А	630А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8.20 кА	10 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	18.61 кА	25,5 кА
$I_{нт} \leq I_{омкНом}$	8.20 кА	10 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1.57 кА	-
$B_k \leq I_T^2 t_r$	10.09 кА <sup>2</sup> · с	300 кА <sup>2</sup> · с

## Вибираємо вимикач ВММ-10-630-10У2

Таблиця 2.7 – Вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	80.8А	630А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8.20 кА	10 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	18.61 кА	25 кА
$I_{нт} \leq I_{омкНом}$	8.20 кА	10 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1.57 кА	60 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	10.09 кА <sup>2</sup> · с	300 кА <sup>2</sup> · с

Вибираємо вимикач ВВТЕ-10-10/630У2. В дадтку Д показано схему підключення вимикачів.

## 2.2 Вибір шин

### 2.2.1 Вибір збірних шини 10,5 ГРП ТЕЦ

Вибрати збірні шини 10,5 ГРП ТЕЦ для таких даних:

- розрахункова температура навколишнього середовища:  $-10^{\circ}\text{C}$ ;
- струми тривалих режимів:  $I_{\text{НОМ}} = 808,3 \text{ А}$ ;  $I_{\text{ТРИВ}} = 851,4 \text{ А}$ ;
- відстань між фазами  $a = 0,8 \text{ м}$ ;
- довжина прольоту  $l = 2,0 \text{ м}$ ;
- струми КЗ на шинах:  $I_{\text{П.0.Г}} = 8,2 \text{ кА}$ ;  $I_{\text{П.0.С}} = 9,4 \text{ кА}$ ;
- постійні часу:  $T_{\text{А.С}} = 0,05 \text{ с}$ ;  $T_{\text{А.Г}} = 0,025 \text{ с}$ ;
- відносні інтеграли:  $B^* = 10,09$ ;  $Q^* = 6,05$  ;
- час відключення КЗ:  $t_{\text{відкл}} = 0,2 \text{ с}$ .

Збірні шини за економічною щільністю струму не вибираються, тому переріз вибираємо за припустимим струмом.

Беремо шини коробчастого перерізу, алюмінієві  $2*75*35*4$ , переріз  $2*520 \text{ мм}^2$ ;  $W_{y0-y0}=23,7 \text{ см}^3$ ;  $W_{y-y}=2,52 \text{ см}^3$ ;  $I_{\text{доп}} = 2670 \text{ А}$ .

Припустимий струм з урахуванням поправки на температуру навколишнього середовища:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{v_{\text{доп}} - v_{\text{оф}}}{v_{\text{доп}} - v_{\text{он}}}} = 2670 \sqrt{\frac{70 - (-10)}{v_{\text{доп}} - 25}} = 3560 \text{ А}$$

Перевірка на термічну стійкість

Визначається термічний імпульс КЗ (інтеграл Джоуля):

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33



$$B_{\Pi} = t_{\text{відкл}}(I_{\text{пос}}^2 + 2I_{\text{пос}}I_{\text{пог}}Q_* + I_{\text{пог}}^2B_*) =$$

$$= 0,2(9,4^2 + 2 \cdot 9,4 \cdot 8,2 \cdot 10,09 + 8,2^2 \cdot 6,05) = 41,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_A = I_{\text{пос}}^2 T_{\text{ас}} + I_{\text{пог}}^2 T_{\text{ар}} + \frac{4I_{\text{пос}}I_{\text{пог}}}{1/T_{\text{ас}} + 1/T_{\text{ар}}} =$$

$$= 9,4^2 \cdot 0,1 + 8,2^2 \cdot 0,25 + \frac{4 \cdot 9,4 \cdot 8,2}{1/0,05 + 1/0,025} = 47,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K = B_{\Pi} + B_A = 41,1 + 47,67 = 88,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Мінімальний термічно стійкий переріз шин:

$$q_{\text{min.доп}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{88,77}}{90} \cdot 10^3 = 104,7 \text{ мм}^2,$$

де  $C = 90$ .

Оскільки  $104,7 \text{ мм}^2 < 2 \cdot 520 \text{ мм}^2$ , термічна стійкість шин забезпечується.

Частота власних коливань шинної конструкції:

$$f_0 = \frac{173,2}{2^2} \sqrt{\frac{89}{2 \cdot 0,52}} = 400,6 \text{ Гц}$$

Оскільки  $f_0 = 400,6 > 200 \text{ Гц}$ , то резонанс виключений.

Момент опору перерізу для двох зрощених шин  $W_{y_0-y_0} = 23,7 \text{ см}^3$ , тоді

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
						34
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\sigma_{\phi max} = 1,76 \cdot \frac{i_{y\Sigma}^2 l^2}{aW_{y0-y0}} \cdot 10^{-8} = 1,76 \cdot \frac{46,866^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-2}}{0,8 \cdot 23,7}$$

$$= 8,16 \text{ МПа}$$

де  $i_{y\Sigma} = \sqrt{2}K_{yc}I_{пос} + \sqrt{2}K_{yг}I_{пор} = \sqrt{2}(1,82 \cdot 9,4 + 1,955 \cdot 8,2) = 46,866 \text{ кА.}$

Сила взаємодії між швелерами

$$f_{\Pi} = 0,5 \cdot \frac{i_{y\Sigma}^2}{h} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{46,866^2}{0,075} 10^{-1} = 1464,3 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Максимальна відстань між місцями зварювання швелерів

$$I_{\Pi max} = \sqrt{\frac{12(\sigma_{доп} - \sigma_{\phi})W_{\Pi}}{f_{\Pi}}} = \sqrt{\frac{12(29,2 - 8,16)2,52}{1464,3}} = 0,66 \text{ м,}$$

де  $W_{\Pi} = W_{y0-y0} = 2,52 \text{ см}^3$  і  $\sigma_{доп} = 29,2 \text{ МПа.}$

## 2.2.2 Вибір збірних шин 110 кВ

Вибрати збірні шини 110 кВ та струмопровідні елементи в блоці від збірних шин до виводів блочного трансформатора.

З вище проведених розрахунків нам відомо, що в нас встановлено трансформатор ТДН 10000/110/10.

Початкове значення струму трифазного КЗ на шинах 110 кВ

$$I_{п.о} = 3,38 \text{ кА,}$$

Ударний струм КЗ на шинах 110 кВ

$$i_y = 7,7 \text{ кА.}$$

Час споживання максимальної потужності  $T_{max} = 6000 \text{ год.}$

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
						35
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Оскільки збірні шини на 110 кВ за економічною густиною струму не вибираються, приймаємо переріз за допустимим струмом при максимальному навантаженні на шинах, що відповідає найпотужнішому приєднанню:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном} \cos \varphi} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,92} = 57 \text{ A}$$

Блочний трансформатор не може бути навантажений потужністю, що більша за потужність генератора, тому

$$I_{макс} = I_{ном} = 57 \text{ A}$$

До встановлення обираємо провід АС-16 /16 ( $q=16\text{мм}^2$ ,  $d =13,5$  мм,  $I_{доп} =75$  А) Фази розташовані горизонтально на відстані 300см.

Очевидно, що

$$I_{доп} > I_{макс}$$

Перевірка шин на електродинамічну стійкість не виконується, оскільки

$$I_{р.о.} < 20 \text{ кА}$$

Перевірка на термічну стійкість також не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка за умовами коронування в даному випадку могла б не проводитися, оскільки згідно ПУЕ мінімальний переріз для повітряних ліній 110 кВ становить  $70 \text{ мм}^2$ . Враховуючи, що на ВРП відстань між проводами менша, ніж на повітряних лініях, проводиться перевірочний розрахунок.

Визначимо початкову критичну напруженість електричного поля:

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

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

де  $m$  – коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні проводу (для багато провідникових проводів  $m = 0,82$ )  $r_0$  = радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675 \cdot 0,57}} \right) = 33,8 \text{ кВ / см}$$

Визначаємо напруженість електричного поля навколо проводу:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сер}}}{r_0}}$$

де  $D_{\text{сер}}$  – середня геометрична відстань між проводами фаз, см  $U$  – лінійна напруга, кВ. При горизонтальному розташуванні фаз:

$$D_{\text{сер}} = 1,26 \cdot D$$

де  $D$  – відстань між сусідніми фазами, см

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,675}} = 23,1 \text{ кВ / см}$$

Лінійна напруга прийнята рівною 121 кВ, оскільки на шинах електростанції підтримується напруга  $1,1 U_{\text{ном}}$ .

Перевірка виконується за наступною умовою: проводи не будуть коронувати, якщо

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

$$1,07 \cdot 23,1 = 24,7 \leq 0,9 \cdot 33,888 = 30,5 \text{ кВ/см}$$

Умова виконується, тому провід АС–16 остаточно приймаємо до використання.

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
						37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струмopровiднi частини вiд виводiв 110 кВ трансформатора до збiрних шин виконується гнучкими проводами. Перерiз вибирається за економiчною густиною струму. При  $T_{\text{макс}} = 6000$  год.  $j_e = 1$  А/мм<sup>2</sup>

Економiчний перерiз

$$q_e = 57/1 = 57 \text{ мм}^2$$

Приймаємо два проводи в фазi АС-16 ( $q = 16$  мм<sup>2</sup>,  $d = 13,5$  мм,  $I_{\text{доп}} = 75$  А)

Перевiряємо проводи за допустим струмом

$$I_{\text{макс}} = 57 < 2 \cdot 75 = 150 \text{ А}$$

Умова виконується

Перевiрка проводiв на термiчну стiйкiсть та за умовами коронування не проводиться, оскiльки струмопровiднi елементи виконанi неiзольованими проводами на вiдкритому повітрі, а перевiрка проводу АС-16 вона була проведена ранiше.

### 2.2.3 Вибiр кабелю

Вибрати кабель у колi лiнii 10 кВ, що вiдходить, для таких вихiдних даних. Кабель прокладений в ґрунті (пiсок вологiстю бiльше 9 %). Температура навколишнього середовища  $\nu = 20^\circ\text{C}$ . Паралельно прокладенi два кабелi,  $l = 150$  мм. Навантаження складає в нормальному режимi  $S_{\text{норм}} = 7,63$  МВ·А; в ускладненому режимi  $S_{\text{ускл}} = 10,9$  МВ·А,  $T_{\text{макс}} = 6000$  год. Час вiдключення КЗ  $t_{\text{КЗ}} = 1,3$  с.

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{норм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{7,63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,419 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ускл}} = \frac{S_{\text{ускл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10,09}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,555, \text{ кА.}$$

При  $T_{\text{макс}} = 6000$  год  $j_{\text{ек}} = 1,2$  для алюмiнiєвих кабелiв з паперовою iзоляцiєю

$$q_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e} = \frac{419}{1,2} = 349,2 \text{ мм}^2$$

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
						38
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Попередньо вибираємо переріз  $q=300 \text{ мм}^2$ . Довгостроково припустимий струм при прокладанні в землі при  $v_3 = 15^\circ\text{C}$   $I_{\text{доп}}=690 \text{ А}$ .

Поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища

$$v_{\text{навк}} = 20^\circ\text{C} \quad K_1=0,96.$$

Поправковий коефіцієнт на кількість паралельно прокладених кабелів

$$K_2 = 0,91.$$

Поправковий коефіцієнт на вид ґрунту (пісок вологістю більше 9%)

$$K_3 = 1,05.$$

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} = 0,96 \cdot 0,91 \cdot 1,05 \cdot 690 = 633 \text{ А}$$

Термічний імпульс короткого замикання:

$$B_K = i_{\text{по}}^2 t_{\text{кз}} = (18,6 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,3 = 431 \text{ А}^2\text{с}$$

Мінімальний термічно стійкий переріз:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{431}}{90} \cdot 10^3 = 231 \text{ мм}^2,$$

Отже приймаємо попередньо обраний переріз, що задовольняє термічну стійкість, –  $q = 300 \text{ мм}^2$ . Вибрати збірні шини 110 кВ та струмопровідні елементи в блоці від збірних шин до виводів блочного трансформатора.

З вище проведених розрахунків нам відомо, що в нас встановлено трансформатор ТДН 10000/110/10.

Початкове значення струму трифазного КЗ на шинах 110 кВ

$$I_{\text{п.о}} = 3,38 \text{ кА},$$

Ударний струм КЗ на шинах 110 кВ

$$i_y = 7,7 \text{ кА}.$$

Час споживання максимальної потужності  $T_{\text{макс}} = 6000 \text{ год}$ .

Оскільки збірні шини на 110 кВ за економічною густиною струму не вибираються, приймаємо переріз за допустимим струмом при максимальному навантаженні на шинах, що відповідає найпотужнішому приєднанню:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,92} = 57 \text{ А}.$$

					<i>БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Блочний трансформатор не може бути навантажений потужністю, що більша за потужність генератора, тому

$$I_{\text{макс}} = I_{\text{норм}} = 57 \text{ А}$$

До встановлення обираємо провід АС-16 /16 ( $q=16\text{мм}^2$ ,  $d =13,5 \text{ мм}$ ,  $I_{\text{доп}} =75 \text{ А}$ ) Фази розташовані горизонтально на відстані 300см.

Очевидно, що

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{макс.}}$$

Перевірка шин на електродинамічну стійкість не виконується, оскільки

$$I_{\text{р.о}} < 20 \text{ кА}$$

Перевірка на термічну стійкість також не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка за умовами коронування в даному випадку могла б не проводитися, оскільки згідно ПУЕ мінімальний переріз для повітряних ліній 110 кВ становить  $70 \text{ мм}^2$ . Враховуючи, що на ВРП відстань між проводами менша, ніж на повітряних лініях, проводиться перевірочний розрахунок.

Визначимо початкову критичну напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675 \cdot 0,57}}\right) = 33,888 \text{ кВ/см}$$

Визначаємо напруженість електричного поля навколо проводу:

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,675}} = 23,1 \text{ кВ/см}$$

Лінійна напруга прийнята рівною 121 кВ, оскільки на шинах електростанції підтримується напруга  $1,1 U_{\text{ном}}$ .

Перевірка виконується за наступною умовою: проводи не будуть коронувати, якщо

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

					<i>БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ</i>	Арк.
						40
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$1,07 \cdot 23,1 = 24,7 \leq 0,9 \cdot 33,888 = 30,5 \text{ кВ/см}$$

Умова виконується, тому провід АС–16 остаточно приймаємо до використання.

Струмопровідні частини від виводів 110 кВ трансформатора до збірних шин виконується гнучкими проводами. Переріз вибирається за економічною густиною струму. При  $T_{\text{макс}} = 6000$  год.  $J_e = 1 \text{ А/мм}^2$

Економічний переріз

$$q_e = 57/1 = 57 \text{ мм}^2$$

Приймаємо два проводи в фазі АС–16 ( $q = 16 \text{ мм}^2$ ,  $d = 13,5 \text{ мм}$ ,  $I_{\text{доп}} = 75 \text{ А}$ )

Перевіряємо проводи за допустимим струмом

$$I_{\text{макс}} = 57 < 2 \cdot 75 = 150 \text{ А}$$

Умова виконується

Перевірка проводів на термічну стійкість та за умовами коронування не проводиться, оскільки струмопровідні елементи виконані неізолюваними проводами на відкритому повітрі, а перевірка проводу АС-16 вона була проведена раніше.

Вибрати кабель у колі лінії 10 кВ, що відходить, для таких вихідних даних. Кабель прокладений в ґрунті (пісок вологістю більше 9 %). Температура навколишнього середовища  $\nu = 20^\circ\text{C}$ . Паралельно прокладені два кабелі,  $l = 150 \text{ мм}$ . Навантаження складає в нормальному режимі  $S_{\text{норм}} = 7,63 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ; в ускладненому режимі  $S_{\text{ускл}} = 10,9 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $T_{\text{мах}} = 6000$  год. Час відключення КЗ  $t_{\text{КЗ}} = 1,3 \text{ с}$ .

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{норм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{7,63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,419 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ускл}} = \frac{S_{\text{ускл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10,09}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,555 \text{ кА}.$$

При  $T_{\text{мах}} = 6000$  год  $j_{\text{ек}} = 1,2$  для алюмінієвих кабелів з паперовою ізоляцією

					<i>БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ</i>	Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$q_{розр} = \frac{I_{норм}}{j_e} = \frac{419}{1,2} = 349,2 \text{ мм}^2$$

Попередньо вибираємо переріз  $q=300 \text{ мм}^2$ . Довгостроково припустимий струм при прокладанні в землі при  $v_3 = 15^\circ\text{C}$   $I_{доп}=690 \text{ А}$ .

Поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища

$$v_{навк} = 20^\circ\text{C} \quad K_1=0,96.$$

Поправковий коефіцієнт на кількість паралельно прокладених кабелів

$$K_2 = 0,91.$$

Поправковий коефіцієнт на вид ґрунту (пісок вологістю більше 9%)

$$K_3 = 1,05.$$

$$I'_{доп} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{доп} = 0,96 \cdot 0,91 \cdot 1,05 \cdot 690 = 633 \text{ А}$$

Термічний імпульс короткого замикання:

$$B_K = i_{по}^2 t_{кз} = (18,6 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,3 = 431 \text{ А}^2\text{с}$$

Мінімальний термічно стійкий переріз:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{431}}{90} \cdot 10^3 = 231 \text{ мм}^2,$$

Отже приймаємо попередньо обраний переріз, що задовольняє термічну стійкість, –  $q = 300 \text{ мм}^2$ .

### 2.3 Вибір трансформаторів струму, напруги, власних потреб.

Обрати трансформатори струму для приєднання вимірювальних приладів в колі трансформатора в. п.  $10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  на боці  $10 \text{ кВ}$  (рис. 2.3). Ударний струм КЗ  $i_{уд} = 18,6 \text{ кА}$ , інтеграл Джоуля  $B_K = 431 \text{ кА}^2\text{с}$ .

З вище проведених розрахунків нам відомо, що в нас встановлено трансформатор ТДН 10000/110/10.

					<i>БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ</i>	Арк.
						42
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДО РУ110 кВ

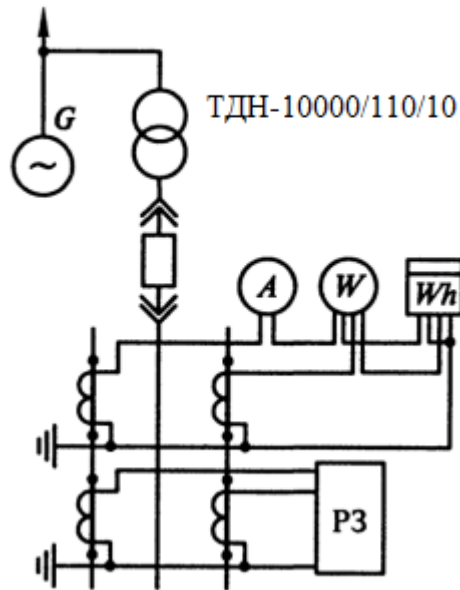


Рисунок 2.3 – Вимірювальні прилади в колі трансформатора власних потреб

Максимальний розрахунковий струм у колі трансформатора в. п. рівний з його номінальним струмом, так як перенавантаження трансформатора в. п. не допускається:

$$I_{max} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550 \text{ А};$$

За табл. 2.7 підбираємо трансформатор струму ТПОЛ 10-У3,  $I_{ном} = 600 \text{ А}$  з двома магнітопроводами 0,5/10Р,  $k_{дин} = 81$ ,  $k_{тер} = 32$ ,  $t_{тер} = 3 \text{ с}$ , допустиме навантаження вимірювальної обмотки  $S_{2ном} = 10 \text{ ВА}$ .

Перевіряємо трансформатор струму на електродинамічну і термічну стійкість:

$$\sqrt{2}I_{1ном}k_{дин} = \sqrt{2} \cdot 0,6 \cdot 81 = 68,73 \text{ кА} > 18,6 \text{ кА};$$

$$(I_{1ном}k_{тер})^2 \cdot t_{тер} = (0,6 \cdot 32)^2 \cdot 3 = 1106 > 431 \text{ кА}^2\text{с};$$

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Перевіряємо вимірювальну обмотку трансформатора струму за вторинним навантаженням. Найбільше навантаження припадає на трансформатор фази А – 4,0 ВА (табл. 2.8). Загальний опір приладів фази А

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Таблиця 2.8 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ватметр	D-335	0,5	-	0,5
Лічильник	САЗ-681	3	-	3
Сума		4,0	-	4,0

Приймаємо у вторинних колах трансформаторів струму багатожильні контрольні кабелі з поліхлорвініловою ізоляцією з мідними жилами ( $\rho = 0,0175$ ), так як встановлена потужність електростанції перевищує 100 МВт. Опір контактів  $r_k$  приймаємо 0,05 Ом, тоді опір проводів

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{приб}} - r_{\text{приб}} - r_k = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} - r_{\text{приб}} - r_k = \frac{10}{5^2} - 0,16 - 0,05 = 0,19 \text{ Ом.}$$

Перетин проводів

$$q = \frac{\rho l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 30}{0,19} = 4,8 \text{ мм}^2,$$

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

де  $\sqrt{3} \cdot l$ ,  $l$  - розрахункова довжина сполучних проводів від трансформатора струму до приладів; приймаємо для приєднань трансформаторів в. п. блокових електростанцій 30 м.

Приймаємо стандартний перетин 6 мм<sup>2</sup>. Обрати трансформатор напруги на збірних шинах підстанції. Підстанція з постійним наглядом персоналу. Встановлена потужність трансформаторів 2×10 МВА.

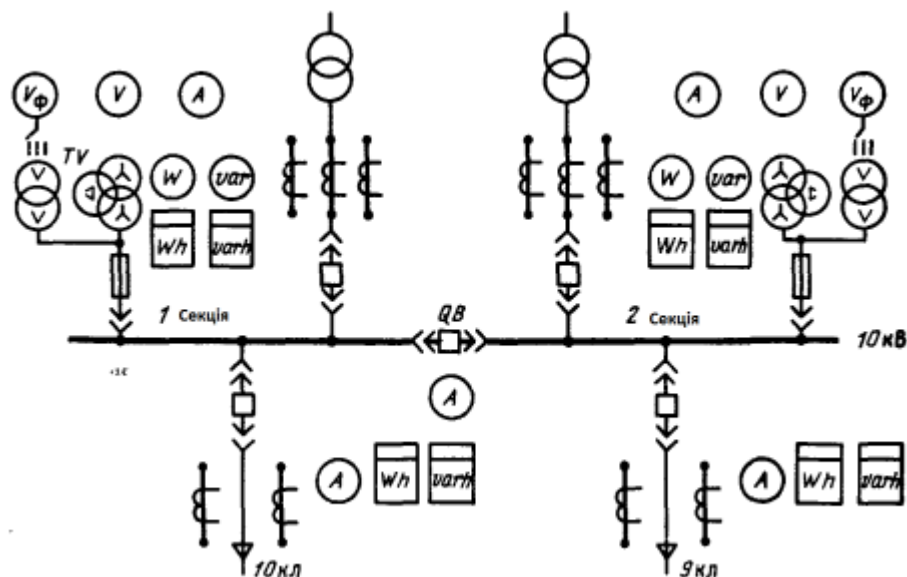


Рисунок 2.4 – Вимірювальні прилади на стороні 10 кВ підстанції

На рис. 2.4 показано розміщення приладів. Припускаючи, що на стороні 10 кВ застосовано комплектне РУ зовнішньої установки, вибираємо трансформатор напруги ЗНОЛ, 09-10У2,  $U_{ном} = 10$  кВ  $S_{2ном} = 75$  ВА, у класі точності 0,5.

Підрахунок вторинного навантаження наведено в табл. 2.9.

									Арк.
									45
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ				

Таблиця 2.9 – Вторинне навантаження трансформаторів напруги

Прилад	S однієї обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приладів	Загальна споживана потужність		
						P, Вт	Q, ВАр	
Вольтметр (збірні шини)	2	1	1	0	1	2	-	
Ватметр Лічильник активний Лічильник реактивний	Ввід 10кВ	1,5	2	1	0	1	3	-
	від трансформатора	3	2	0,38	0,925	1	2,28	5,55
		3	2	0,38	0,925	1	2,28	5,55
Лічильник активний Лічильник реактивний	Лінії 10кВ	3	2	0,38	0,925	1	45,6	111
		3	2	0,38	0,925	1	45,6	111
Сума						95,76	233,1	

Вторинне навантаження трансформатора напруги першої секції

$$S_{2\text{НОМ}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{95,76^2 + 233,1^2} = 252 \text{ ВА}$$

Три трансформатори напруги, з'єднаних у зірку, мають потужність  $3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$ , що менше  $S_{2\Sigma}$ . Тому передбачаємо додатково установку двох однофазних трансформаторів НОЛ.08-10У2, з'єднаних за схемою відкритого трикутника, загальною потужністю  $2 \cdot 50 = 100 \text{ ВА}$ . Повна потужність всіх встановлених на першій секції трансформаторів напруги  $225 + 100 = 325 \text{ ВА}$ , що більше  $S_{2\Sigma} = 252 \text{ ВА}$ . Таким чином, трансформатори напруги будуть пра-

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

цювати в обраному класі точності 0,5. Вибір трансформатора напруги на другій секції проводиться аналогічно. Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з перетином жил 2,5 мм<sup>2</sup> за умовою механічної міцності.

Вибрати число та потужність трансформаторів в. п. для вузлової підстанції з двома трансформаторами ТДН-10000/110/10. На стороні 110 кВ – 10 вимикачів У-110, на стороні 10 кВ встановлено 25 шаф КРУ в будівлі ЗРУ. Об'єднаний пункт управління (ОПУ) не об'єднаний з КРУ.

В табл. 2.10 приведено навантаження власних потреб.

Таблиця 2.10 - Навантаження власних потреб підстанції

Вид споживача	Встановлена потужність		cosφ	tgφ	Навантаження	
	Одиниці кВт, кількість	Всього кВт			Руст, Вт	Qуст, ВАр
Охолодження трансформатора		1	0,85	0,62	1	0,62
Підігрів У-110	11,3·10	113	1	0	113	-
Підігрів КРУ	1·25	25	1	0	25	-
Опалення та освітлення ОПУ	-	80	1	0	80	-
Опалення. вентиляція ОПУ	-	7	1	0	7	-
Освітлення ОРУ 110кВ	-	5	1	0	5	-
Маслогосподарство	-	100	0,85	0,62	100	62
Загалом					331	62,62

Розрахункове навантаження при  $k_c = 0,8$

$$S_{\text{розр}} = K_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{331^2 + 62,62^2} = 336,9 \text{ кВА}$$

Приймаємо два трансформатори ТМ-250 кВ·А.

При відключенні одного трансформатора другий буде завантажений на  $336,9/250 = 1,35$ , тобто на 35%, що є допустимим, так як  $\leq 1,4$ .

## 2.4 Обґрунтування схеми

### 2.4.1 Вибір схеми для лінії 10 кВ

Схема з однією системою збірних шин (рис. 2.5), секціонованою вимикачем. Схема зберігає всі переваги схем з одиночною системою шин; крім того, аварія на збірних шинах призводить до відключення тільки одного джерела і половини споживачів; друга секція і всі приєднання до неї залишаються в роботі. Перевагами схеми є простота, наочність, економічність, досить висока надійність, що можна підтвердити на прикладі приєднання головної понижувальної підстанції (ГПП) до шин електроустановки двома лініями W3, W4. При пошкодженні однієї лінії (КЗ в т. К2) відключаються вимикачі Q2, Q3 і автоматично включається QB2, відновлюючи живлення першої секції ГПП по лінії W4. При КЗ на шинах в т. К1 відключаються вимикачі QB1, Q6, Q3 і автоматично включається QB2. При відключенні одного джерела навантаження приймає інше джерело живлення, що залишилося в роботі. Таким чином, живлення ГПП в розглянутих аварійних режимах не порушується завдяки наявності двох ліній живлення, приєднаних до різних секцій шин, кожна з яких повинна бути розрахована на повне навантаження (100%-ий резерв по мережі).

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

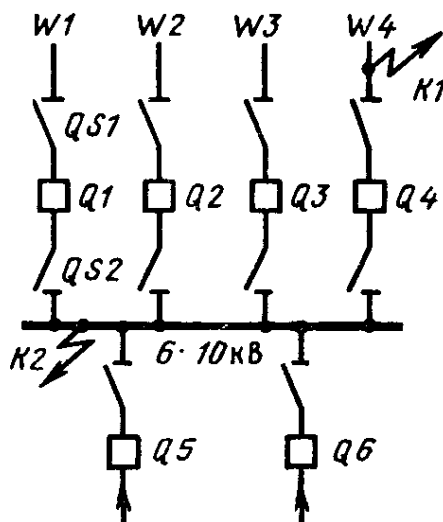


Рисунок 2.5 – Схема з однією системою збірних шин

При наявності такого резерву по мережі схема з однією секцією системою шин може бути рекомендована для відповідальних споживачів. Однак схема має і низку недоліків.

При пошкодженні і подальшому ремонті однієї секції відповідальні споживачі, що нормально живляться з обох секцій, залишаються без резерву, а споживачі, нерезеровані по мережі, відключаються на весь час ремонту. У цьому ж режимі джерело живлення, підключене до ремонтваної секції, відключається на весь час ремонту.

Останній недолік можна усунути, приєднавши джерела живлення одночасно до двох секцій, але це ускладнює конструкцію розподільного пристрою і збільшує число секцій (по дві секції на кожне джерело). Іншим недоліком схеми, зображеної на рис. 2.6, є відключення обох джерел живлення при аварії в секційному вимикачі QВ1 або при його відмові в момент КЗ на одній із секцій. Для усунення цього недоліку рекомендується встановлювати два секційних вимикача послідовно. В цьому випадку при аварійних ситуаціях, розглянутих вище, відключається одна секція і одне джерело живлення (додаток Д).



## 2.4.2 Вибір схеми для лінії 110 кВ

Схеми для напруги 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднань, повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами. При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинен відключати більше одного блока, у ремонтному – не більше двох блоків. Для РП-35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 – секціонують обидві системи шин. Схему підстанції показано в додатку Д.

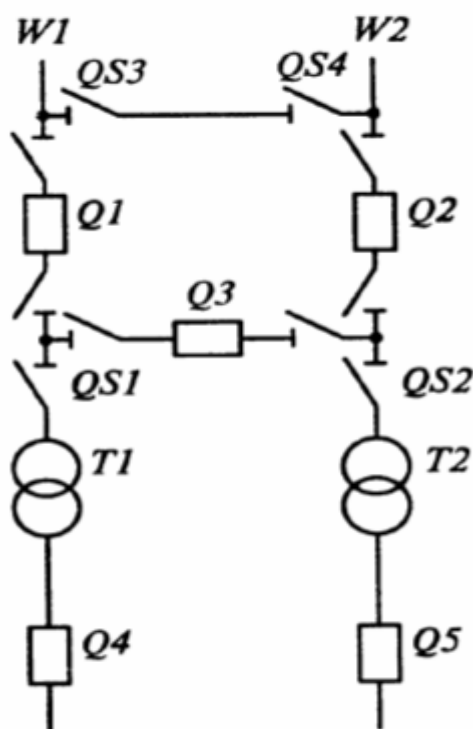


Рисунок 2.6 – Схема містка з вимикачами

На стороні ВН електростанцій та підстанцій знайшла широке застосування схема «містка з вимикачами» (рис. 2.6). У схемі для чотирьох приєднань ВН встановлюються три вимикача Q1, Q2, Q3. Нормально вимикач Q3

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

на перемишці між двома трансформаторами (в містку) включений. При пошкодженні на лінії W1 відключається вимикач Q1, трансформатори T1 і T2 залишаються в роботі, зв'язок з енергосистемою здійснюється по лінії W2. При пошкодженні в трансформаторі T1 відключаються вимикач Q4 з боку 6-10 кВ і вимикачі Q1 і Q3. У цьому випадку лінія W1 виявилася відключеною, хоча ніяких пошкоджень на ній немає, що є недоліком схеми містка.

Якщо врахувати, що аварійне відключення трансформаторів буває рідко, то з таким недоліком схеми можна миритися, тим більше що після відключення Q1 і Q3 і при необхідності виведення в ремонт пошкодженого трансформатора відключають роз'єднувач QS1 і включають Q1, Q3, відновлюючи роботу лінії W1.

Для збереження в роботі обох ліній при ревізії будь-якого вимикача (Q1, Q2, Q3) передбачається додаткова перемиштка з двох роз'єднувачів QS3, QS4. Нормально один роз'єднувач QS3 перемиштки відключений. Якщо цього не зробити, то при КЗ в будь-якій лінії (W1 або W2) відключаються обидві лінії. Для ревізії вимикача Q1 попередньо включають QS3, потім відключають Q1 і роз'єднувачі по обидва боки вимикача. У результаті обидва трансформатора і обидві лінії залишилися в роботі.

Якщо в цьому режимі відбудеться КЗ на одній лінії, то відключиться Q2, тобто обидві лінії залишаться без напруги. Для ревізії вимикача Q3 також попередньо включають перемиштку, а потім відключають Q3. Цей режим має той же недолік: при КЗ на одній лінії відключаються обидві лінії.

Для РП-35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 – секціонують обидві системи шин. Схему підстанції показано в додатку Д.

					<i>БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ</i>	Арк.
						51
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

#### 3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

Виконати розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатофазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізолюваною нейтраллю. Опір системи  $X_{\text{смакс}} = 10 \text{ Ом}$ ,  $X_{\text{смін}} = 22 \text{ Ом}$ .

Таблиця 3.1 – Вихідні дані для розрахунку

Номер варіанту	Тип трансформатора
3	ТРДЦН 160000/220

Технічні дані трансформатора ТРДЦН 160000/220 приведені в додатку

А.

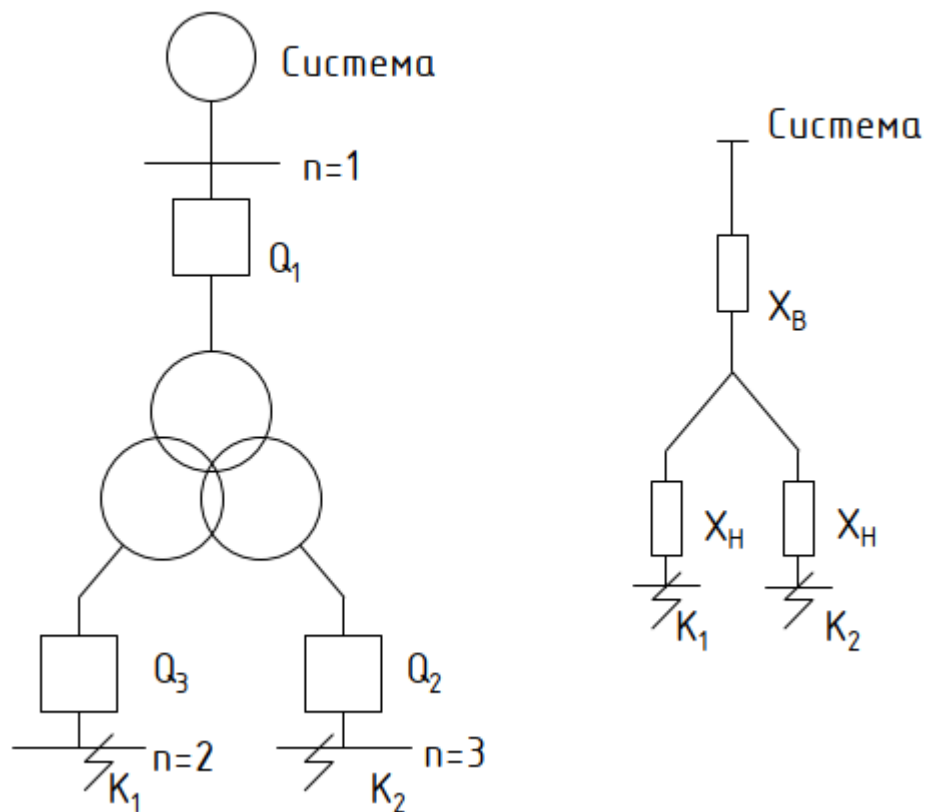


Рисунок 3.1 – Схема ввімкнення захисту трансформатора та схема заміщення

Для складання схеми заміщення (рис. 3.1) обчислюються опори трансформатора.

$$X_T^{BH} \approx \frac{U_{KB\%} \cdot U_{B\text{ ср.ном}}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{12 \cdot 230^2}{100 \cdot 160} = 39,68 \text{ Ом}$$

$$X_B^{BH} = 0,125 \cdot X_T^{BH} = 0,125 \cdot 39,68 = 4,96 \text{ Ом}$$

$$X_{H1}^{BH} = X_{H2}^{BH} = 1,7 \cdot X_T^{BH} = 1,7 \cdot 39,68 = 67,46 \text{ Ом}$$

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

$$X_{m.\text{мін}} = X_{m.\text{ном}}(1 - \Delta U)^2;$$

$$X_{m.\text{макс}} = X_{m.\text{ном}}(1 + \Delta U)^2$$

звідси

$$X_{B.\text{мін}} = 4,96(1 - 0,12)^2 = 3,84 \text{ Ом};$$

$$X_{B.\text{макс}} = 4,96(1 + 0,12)^2 = 6,22 \text{ Ом};$$

$$X_{H.\text{мін}} = 67,46(1 - 0,12)^2 = 52,24 \text{ Ом};$$

$$X_{H.\text{макс}} = 67,46(1 + 0,12)^2 = 84,62 \text{ Ом};$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К2, рис.3.1)

$$I_{K.\text{макс}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}(x_{c.\text{макс}} + x_{B.\text{мін}} + x_{H.\text{мін}})} = \frac{230}{\sqrt{3}(10 + 3,84 + 52,24)} = 2,012 \text{ кА};$$

$$I_{K.\text{мін}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{2(x_{c.\text{мін}} + x_{B.\text{макс}} + x_{H.\text{макс}})} = \frac{230}{2(22 + 6,22 + 84,62)} = 1,02 \text{ кА};$$

### 3.2 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту.

1. Визначаємо середні значення первинних та вторинних номінальних струмів для всіх плечей диференціального захисту (за номінальною потужністю найбільш потужної обмотки трансформатора).

Розрахунки зводяться до табл. 3.2.

					БР 5.6.141.405 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

Таблиця 3.2 – Розрахунок первинних та вторинних струмів сторін трансформатора

Найменування величини	Розрахунковий вираз	Чисельне значення для сторони		
		230 кВ	11 кВ	11 кВ
Первинний номінальний струм трансформатора, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$I_{\text{НОМ}} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 401,33 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 8398 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 8398 \text{ А}$
Схема з'єднання обмоток трансформаторів струму		$\Delta$	Y	Y
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$k_{TA}$	1000/5	10000/5	10000/5
Коефіцієнт схеми	$k_{cx}^{(3)}$	$\sqrt{3}$	1	1
Вторинний струм в плечі захисту, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_{TA}}$	$I_{\text{НОМ}} = \frac{401,33 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 3,48 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = \frac{8398 \cdot 1}{10000/5} = 4,2 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = \frac{8398 \cdot 1}{10000/5} = 4,2 \text{ А}$

2. Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{c.з} = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,3 \cdot 401,33 = 521,73 \text{ А}$$

де  $k = 1,3$  – коефіцієнт відбудови для реле типу РНТ;

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

$I_{ном}$  – номінальний струм тієї сторони трансформатора, напруга якої прийнято в якості розрахункової; для автотрансформатора при визначенні  $I_{ном}$  береться типова потужність.

б) відбудова від струму небалансу, виконується з урахуванням виразів:

$$I_{с.з} = k_3 \cdot I_{нб.розрах}$$

$$I_{нб.розрах} = k_{отс} \cdot (k_{одн}\epsilon + \Delta U_I) \cdot I_{к.макс(К1)}^{(3)} = 1,3 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,08) \cdot 2012 =$$

$$= 470,81 \text{ А}$$

Приймаємо  $I_{с.з} = 521,73 \text{ А}$

3. Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К4, рис. 3.1):

$$k_ч = \frac{I_{к.мін}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{1020}{521,73} = 1,96 < 2$$

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

а) відбудова від кидка струму що намагнічується

$$I_{с.з} = k_{від} \cdot I_{ном} = 1,5 \cdot 401,33 = 602 \text{ А}$$

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

$$I_{с.з} = k_3 (k_{одн}\epsilon + \Delta U_I) I_{к.макс(К1)}^{(3)} = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,08) \cdot 2012 = 543,25 \text{ А}$$

					<i>БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою гальмівної обмотки з боку НН. Тоді відбудова по підп.3 б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов 3 а) і 3 б):  $I_{с.з}=602$  А

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

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мін}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{1020}{602} = 1,69$$

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

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{230}{2(22 + 4,96 + 67,46)} = 1,218 \text{кА}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мін}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{1218}{602} = 2,02$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

### 3.3 Вибір уставок реле ДЗТ

1. Дані розрахунку наведені в табл. 3.2. З табл. 3.2 випливає, що в якості основної слід взяти сторону НН (11 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

2. Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх} \frac{U_{ср.ном}}{U_{ном}}}{k_{TAn}} = \frac{602 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{5000}{5}} = 12,59 \text{ А}$$

3. Знаходиться розрахункове число витків для основної сторони:

					<i>БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

$$W_{\text{осн.розрах}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{с.р.осн}}} = \frac{100}{12,59} = 7,94 \text{ витків}$$

Приймається  $w_{\text{роб.осн}} = 7$  витків, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле

$$I_{\text{с.р.осн}} = \frac{100}{7} = 14,3 \text{ А.}$$

4. Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються:

$$w_{\text{розрах1}} = 7 \cdot \frac{4,2}{3,48} = 8,45$$

Приймається  $w_1 = 8$ ;

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання

$$I_{\text{с.з}} = k_3 \cdot (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_1 + \Delta w_1) \cdot I_{\text{к.макс(К2)}} = \\ = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,08 + 0,056) \times 2012 = 712,25$$

де

$$\Delta w_1 = \frac{w_{\text{Iрозрах}} - w_1}{w_{\text{Iрозрах}}} = \frac{8 - 8,45}{8} = 0,056$$

5. Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле визначається по:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{ном}}}}{k_{\text{ТАп}}} = \frac{712,25 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{5000}{5}} = 14,29 < 14,3 \text{ А}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (14,29 А) менше фактичного (14,3 А), то вибір робочих витків закінчений.

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



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

$$I_{\text{нб.розрах}} = k_3 \cdot (k_{\text{пер}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_{II})$$

$$\cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)}(K1) = 1,3 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,08 + 0,05 + 0,008) \cdot 2012 = 622,5 \text{ А}$$

$$\Delta w_{II} = \frac{w_{\text{розрах}} - w}{w_{\text{розрах}}} = \frac{8 - 7,94}{8} = 0,008$$

8. Число витків гальмівної обмотки:

$$w_{\text{гальм}} = \frac{k_3 \cdot I_{\text{нб.розрах}} \cdot w_{\text{робп}}}{I_{\text{к.макс}}(K1) \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 622,5 \cdot 8}{2012 \cdot 0,75} = 4,95$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_1 = 8, w_2 = 7, w_3 = 7, w_{\text{гальм}} = 5.$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{1020}{684} = 1,5 \text{ і } k_{\text{ч}} = \frac{1218}{684} = 1,78$$

де  $I_{\text{сз}} = 684 \text{ А}$  – фактичний струм спрацьовування захисту  $I_{\text{с.р.осн}} = 14,3 \text{ А}$ .

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги практично відповідає нормованому, а при мінімальному регулюванні досить високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки. За-

					<i>БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ</i>	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

уважимо, що включення гальмової обмотки дозволяє вибрати струм спрацювання по умові 3 а) і забезпечити  $k_{ч} \geq 2$  в усіх режимах.

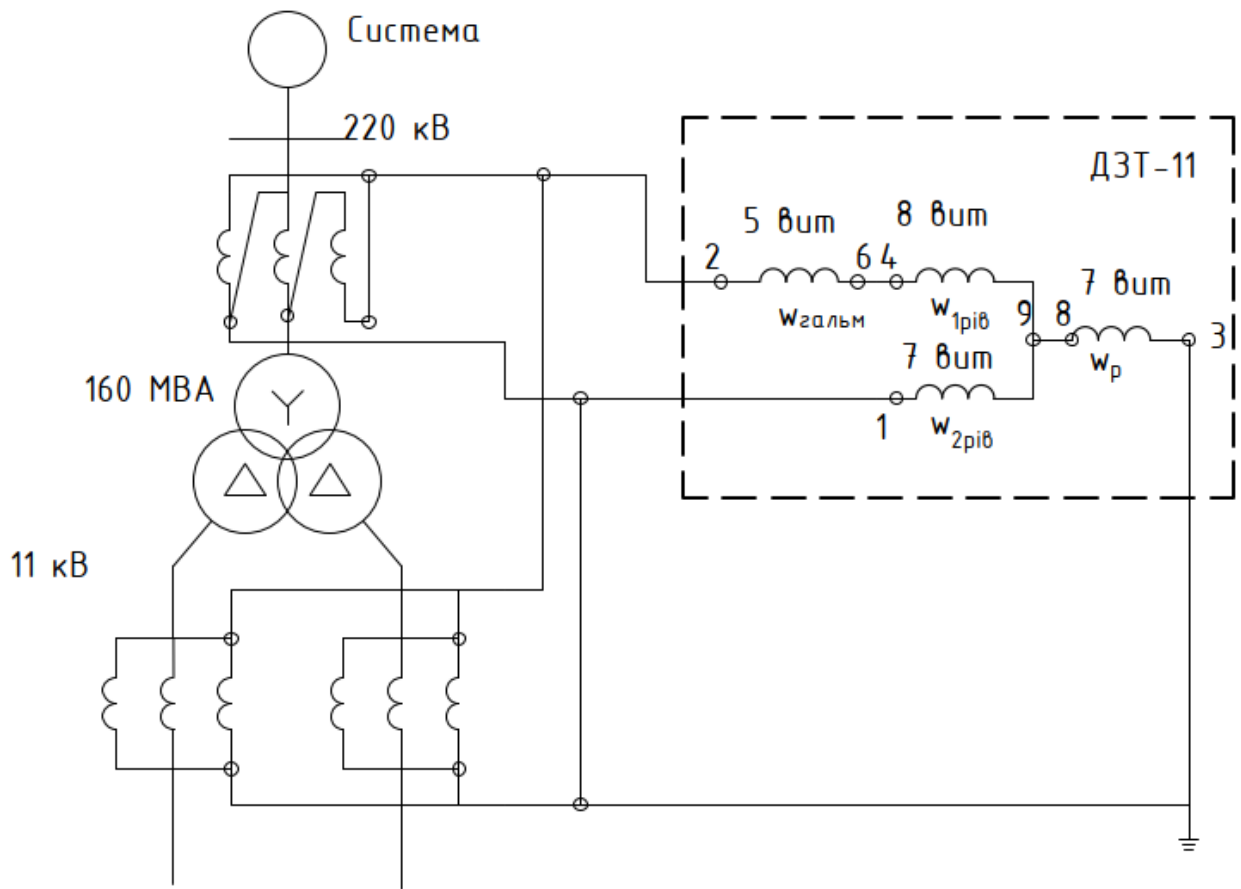


Рисунок 3.2 – Схема ввімкнення обмоток реле типу ДЗТ-11 в диференційному захисті двообмоткового трансформатора

## 4 РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ

### 4.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів рис. 4.1. Блискавкозахист виконуємо за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів. Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів. Вихідні дані ПС наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані розташування блискавковідводів

А, м	В, м	L <sub>1</sub> , м	L <sub>2</sub> , м	L <sub>3</sub> , м	L <sub>4</sub> , м	L <sub>5</sub> , м	h <sub>x</sub> , м
50	40	30	12	28	12	17	6

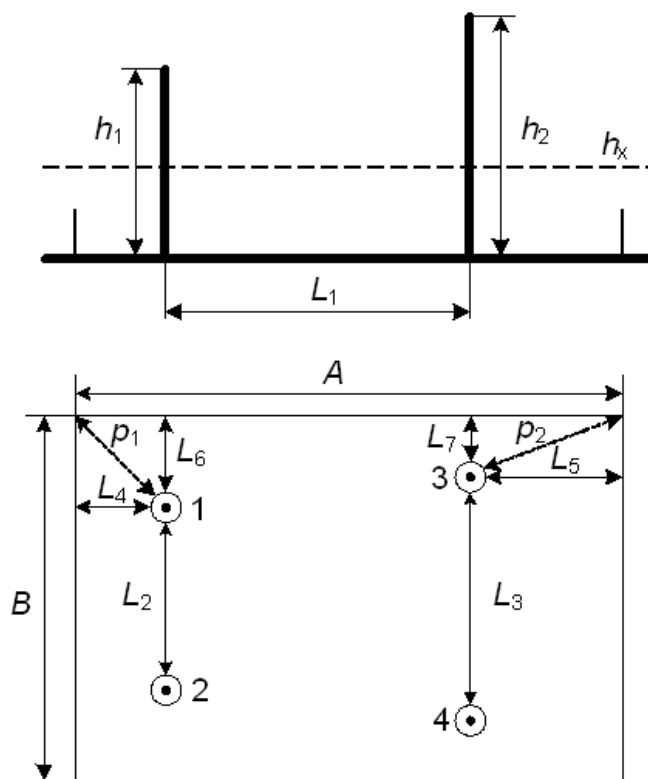


Рисунок 4.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП – 110кВ

Визначення зони захисту блискавковідводів

Визначаємо параметри  $L_6$  і  $L_7$

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{40 - 12}{2} = 14 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{40 - 28}{2} = 6 \text{ м}$$

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 12 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 27,5 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 23,1 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 17,9 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25h_1 = 84,7 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25h_1 = 165,7 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 27 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{23(27 - 6)}{27} = 17,9 \text{ м}$$

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4

$$L_{34} = L_3 = 28 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 26,8 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 22,7 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 17,6 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25h_3 = 83,5 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = 4,25h_3 = 162,9 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 26,8 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 17,6 \text{ м}$$

Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3

– на висоті  $h_1 = 39,3 \text{ м}$

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 84,7 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 165,7 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 27,2 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті  $h_3 = 38,6 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25h_3 = 83,5 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 4,25h_3 = 162,9 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 26,8 \text{ м}$$

$$h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = 27,1 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 22,8 \text{ м}$$

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

Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left( L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 36,06 \text{ м}$$

– на висоті  $h_1 = 39,3 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 84,7 \text{ м}; \quad L_{\max 14} = 4,25h_1 = 165,7 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 39,3 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті  $h_3 = 38,6 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25h_4 = 83,5 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25h_4 = 162,9 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 26,8 \text{ м}$$

$$h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = 27,1 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 22,9 \text{ м}$$

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

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.4.2.

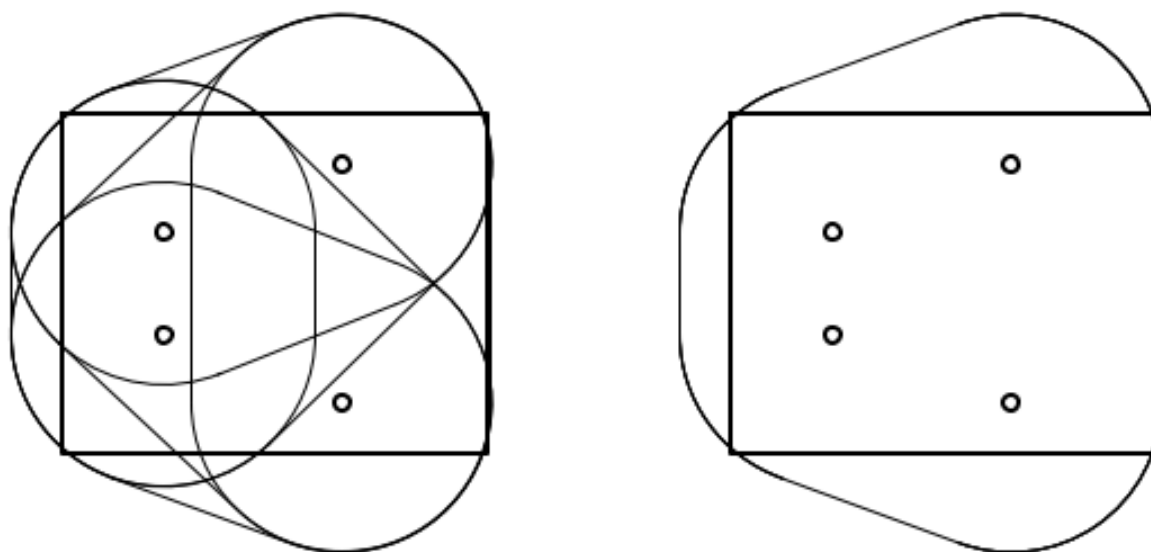


Рисунок 4.2 – Схема зони захисту від ураження блискавки підстанції на висоті  $h_x = 6 \text{ м}$

#### 4.2 Розрахунок заземлювального контуру ПС 35/10

Вихідні дані приведені в табл. 4.2

Розрахувати кількість вертикальних і довжину горизонтальних заземлювачів, фактичне значення опору ЗП.

Таблиця 4.2 – Вихідні дані до розрахунку

М	Е	Д	С	А	В
III	8,5	22	100	18	6

Вертикальний електрод – кругла сталь з діаметром  $d = 15 \text{ мм}$ , довжиною  $L_{\text{в}} = 5 \text{ м}$ ; глибина закладання  $t = 0,7 \text{ м}$ ; Вид ЗП – контурне; горизонтальний електрод – смуга ( $40 \times 4 \text{ мм}^2$ ).

Розрахувати: кількість вертикальних і довжину горизонтальних зазем-

лювачів; фактичне значення опору ЗП. Показати розміщення ЗП на плані.

Вихідні дані:

Розміри ПС –  $18 \times 6 = 108 \text{ м}^2$  Кліматична зона III.

Вертикальний електрод – кругла сталь з діаметром  $d=15\text{мм}$ , довжиною  $L_v = 5\text{м}$ , глибина закладання  $t = 0.7\text{м}$ , вид ЗП – контурне.

Горизонтальний електрод = смуга  $40 \times 4 \text{ мм}^2$ .

Показати розміщення ЗП на плані.

Питомий опір ґрунту за нормальної вологості =  $100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Розрахунковий струм замикання на землю

на стороні  $35\text{кВ} = 8.5\text{А}$

на стороні  $10\text{кВ} = 22\text{А}$

Опір ЗП для установок  $35\text{кВ}$

$$R_{\text{зп}} = \frac{250}{t_3} = \frac{250}{8,5} = 29,4 \text{ Ом}$$

Для установок  $10\text{кВ}$

$$R_{\text{зп}} = \frac{250}{t_3} = \frac{250}{22} = 11,4 \text{ Ом}$$

Опір заземлювального пристрою нейтралі трансформатора  $0.4\text{кВ}$  повинен бути не більше  $4 \text{ Ом}$ .

Заземлювальний пристрій виконується спільним, тому, остання вимога є визначальною для розрахунку. Для нашого випадку приймаємо

$$R_{\text{зп}} = 4 \text{ Ом}$$

Визначається розрахунковий опір одного вертикального електрода.

					<i>БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

$$r_B = \frac{\rho_{розр}}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{2p + \frac{1}{2}}{2p - \frac{1}{2}} \right)$$

де Ксез.в = коефіцієнт сезонності;

Ррозр = р \* Ксез.в – розрахунковий питомий опір ґрунту = 150 Ом\*м

Ксез.в = 1.5 (III кліматичний район)

Ксез.г = 2.3 (III кліматичний район)

$$p = t + \frac{l}{2} = 0,7 + \frac{5}{2} = 3,2$$

$$r_B = \frac{150}{2\pi 5} \left( \ln \left( \frac{2 \cdot 5}{15 \cdot 10^{-3}} \right) + \frac{1}{2} \ln \left( \frac{2 \cdot 3,2 + \frac{5}{2}}{2 \cdot 3,2 - \frac{5}{2}} \right) \right) = 22,01 \text{ Ом}$$

Визначаємо кількість вертикальних електродів без урахування екранування (розрахункове):

$$N_{в.р.} = \frac{r_6}{R_{з\gamma}} = \frac{22,01}{4} = 5,5 \text{ шт}$$

Тому приймаємо як 6 шт

Визначаємо кількість вертикальних електродів з урахуванням екранування:

$$L_n = (A + 2) \cdot 2 + (B + 2) \cdot 2 = (18 + 2) \cdot 2 + (6 + 2) \cdot 2 = 56 \text{ м}$$

де А – довжина приміщення

В – ширина приміщення

L<sub>n</sub> – довжина по периметру закладання

А x В = 18 \* 6 (м<sup>2</sup>) – параметри будівлі

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65



Визначаємо відстань між вертикальними електродами

$$a = \frac{L_n}{N_{\text{в.р.}}} = 9,3 \text{ м}$$

$$\frac{a}{l_b} = \frac{9,3}{5} = 1,86$$

Приймаємо як розрахункове значення  $\frac{a}{l_b} = 2$

Таким чином

$$\eta = f(\text{контурний, вертикальний 2; 6}) = 0,73$$

$$N_{\text{в.р.}} = \frac{N_{\text{в.р.}}}{\eta_{\text{в}}} = \frac{6}{0,73} = 8,2 \text{ шт}$$

Приймається  $N_{\text{в.р}} = 10$  шт

Далі відстань між електродами уточнюється з урахуванням форми об'єкта. По кутах установлюють по одному вертикальному електроду, а ті що залишилися – між ними. Розміщуємо елементи ЗП на плані та уточнюємо відстані.

Для рівномірного розподілу електродів остаточно приймається,  $N_{\text{в}} = 12$  шт, тоді

$$a_A = \frac{A}{n_A - 1}$$

$$a_B = \frac{B}{n_B - 1}$$

де  $a_B$  – відстань між електродами по ширині об'єкта, м;

$a_A$  - відстань між електродами по довжині об'єкта, м;

$n_B$ - кількість електродів по ширині об'єкта;

$n_A$ - кількість електродів по довжині об'єкта;

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

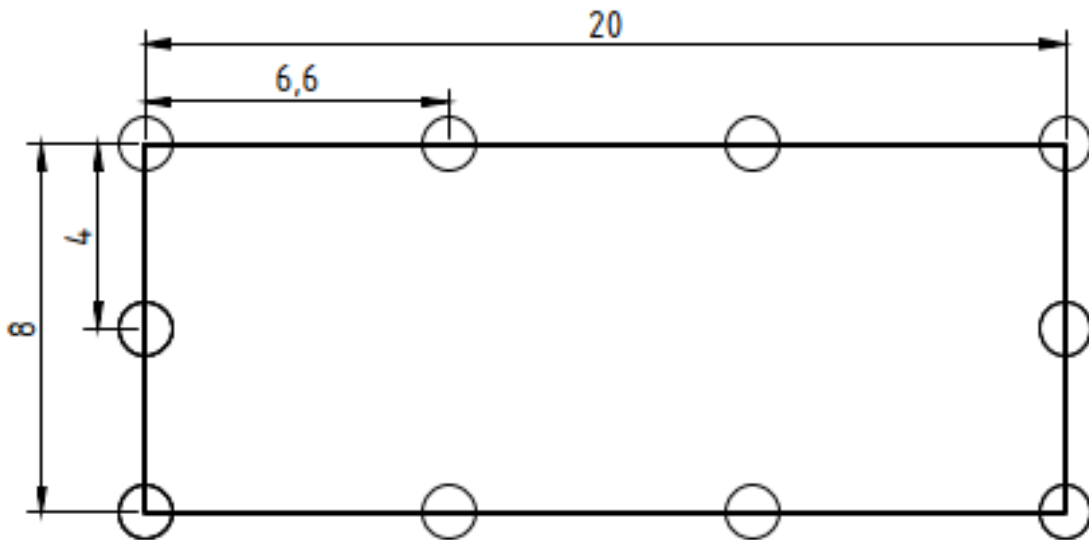


Рисунок 4.3 – План заземлювального контуру

$$a_A = \frac{A}{n_A - 1} = \frac{20}{3} = 6,6 \text{ м}$$

$$a_B = \frac{B}{n_B - 1} = \frac{8}{2} = 4 \text{ м}$$

для уточнення приймається середнє значення відношення

$$\left( \frac{a}{L_B} \right)_{cp} = \frac{1}{2} \left( \frac{a_A + a_B}{L_B} \right)$$

де  $L_B$  – довжина вертикального заземлювача, (м)

$A$  – відстань між вертикальними заземлювачами, (м)

$$\left( \frac{a}{L_B} \right)_{cp} = \frac{1}{2} \left( \frac{6,6 + 4}{5} \right) = 1,06$$

Тоді уточнюються коефіцієнти використання за допомогою апроксимації

$$\eta_B = f(\text{контурний, вертикальний } 2;10) = 0,69$$

$$\eta_r = f(\text{контурний, горизонтальний } 2;10) = 0,40$$

Визначаються уточнені значення опорів вертикальних і горизонтальних електродів.

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

$$R_{\Gamma} = \frac{0,4}{L_{\Pi} \cdot \eta_{\Gamma}} \cdot \rho \cdot K_{\text{сез}} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}$$

де  $R_{\Gamma}$  – уточнене значення опору горизонтальних електродів,

$t = 0,7$  – глибина закладання, (м);

$b$  – ширина смуг, (м);

$L_{\Pi}$  – довжина смуги, (м);

$$R_{\Gamma} = \frac{0,4}{56 \cdot 0,4} \cdot 100 \cdot 2,3 \cdot \lg \frac{2 \cdot 56^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 21,97 \text{ Ом}$$

$$R_B = \frac{r_B}{N_B \cdot \eta_B}$$

де  $R_B$  – уточнене значення опору вертикальних електродів

$$R_B = \frac{22,01}{10 \cdot 0,69} = 3,2 \text{ Ом}$$

Визначаємо  $R_{\text{зу.ф}}$  фактичний опір ЗП

$$R_{\text{зу.ф}} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_B + R_{\Gamma}} = \frac{3,2 \cdot 21,97}{3,2 + 21,97} = 2,8 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{зу.ф}} < R_{\text{зу}}$$

Отже, було розраховано параметри ЗП об'єкта, що складається з 10 вертикальних заземлювачів, довжиною 5 м, відстань між якими по довжині об'єкта – 6,6 м, а по ширині – 4 м. Довжина по периметру закладання 56 м. Опір заземлюючого пристрою становить 2,8 Ом. Ми вибрали вертикальний електрод – кругла сталь  $\varnothing 15$ , горизонтальний електрод – смуга 40x4 мм.

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВИСНОВКИ

В даній бакалаврській роботі проведено розрахунок електричної мережі. Проведено вибір силового обладнання та проведено розрахунок перетоків потужності з урахуванням втрат в трансформаторах та повітряних ліній. Перевірено роботу схеми в умовах мінімального режиму навантаження та аварійного відключення лінії Л-1. Проведено аналіз та перевірка проводів на нагрів, результати показали, що така схема може працювати у аварійному режимі.

Проведено перевірку трансформатора систематичне навантаження, згідно добового графіка споживання. Крім того, для номінальної потужності трансформатора було розраховано струми короткого замикання в розрахункових точках на стороні високої та низької напруги підстанції, за якими в подальшому проводилася перевірка та вибір обладнання. За розрахованими даними обрано високовольтне устаткування та струмопровідні частини. Проведено розрахунок та вибір шин для напруги 110 кВ та 10 кВ, яка виконується алюмінієвими проводами та жилами відповідно. Головною умовою була перевірка на відповідність умови, та щоб переріз шин не був меншим перерізу ліній, які живлять підстанцію

Проведено розрахунок та вибір кількості витків диференційного струмового реле типу ДЗТ-11, який необхідний для захисту силового трансформатора.

Проведено розрахунки висоти і зони захисту блискавковідводів, встановлених на двох порталах і двох блискавковідводів, розраховано опір заземлювального контуру ввідно-розподільного пристрою (ВРП-35).

					БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков – Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
2. 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.
3. Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник / П.В. Волох, М.П. Цоколенко, Л.В. Ревенко, В.А. Грінчаненко та ін. - К.: Аграрна освіта, 2014. -506 с.
4. Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.
5. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
6. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю.П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Ки-їв.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.
7. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
8. Трансформатори силові масляні типу ТМ [Electronic resource] // Трансформатор сервис. URL: <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij-transformatory-silovye-maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/> (accessed: 28.11.2021).

									Арк.
									70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

9. Трансформаторы силовые типа ТМ, описание, характеристики, купить, продажа, заказать (Киев, Украина) [Electronic resource]. URL: [//cabex.com.ua/ru/produkcija/transformatori/transformatori\\_silovie\\_tipa\\_tm.html](http://cabex.com.ua/ru/produkcija/transformatori/transformatori_silovie_tipa_tm.html) (accessed: 13.04.2023).

10. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2013. – 533 с.

11. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).

12. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних сис-темах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, ІДТ).

13. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с. ISBN.

14. ДСТУ EN 62305-1:2012 Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи (EN 62305-1:2011, ІДТ).

					<i>БР 5.6.14.1.4.05 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71