

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

Лебединський І.Л.

“ ”

2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

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

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТ – 71

Саламех Башар

Керівник, доцент, канд. техн. наук

Василега П.О.

Кваліфікаційна робота

захищена на засіданні ДЕК

“ ” 2021 р

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра
Саламех Башар

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

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі студентом завершеної роботи

3 Вихідні дані до роботи задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія

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

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- розрахунок заземлюючого пристрою ВРП
- розрахунок грозозахисту ВРП

5 Список графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

- Додаток 1 Вихідна електрична схема мережі до розрахунку;
- Додаток 2 Схема заміщення електричної мережі.
- Додаток 3 Схема електричної частини підстанції ПС-3.
- Додаток 4 Схема грозозахисту підстанції ПС-3.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						2
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	до 15.03.2021	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	до 01.04.2021	
3	Релейний захист	до 15.05.2021	
4	Оформлення графічного матеріалу	до 01.06.2021	
5	Оформлення пояснювальної записки	до 01.06.2021	
6	Здача роботи на перевірку	до 01.06.2021	

Студент гр. ЕТ-71 _____

Саламех Башар

Керівник роботи _____

Васелега П.О.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						3
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РЕФЕРАТ

с. 69, рис. 23, табл. 25, кресл. 4.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них” : робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Саламех Башар; Василега П.О. - Суми: СумДУ, 2021. - 69 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, трехфазное короткое замыкание, дифференциальная токовая защита трансформатора, потери мощности в сети.

electric network, consumer, category, power, transformer, power line, wire, resistance, voltage, equivalent circuit, flow distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differential current protection, power loss in the network.

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розрахунок грозозахисту ВРП-110 кВ підстанції. Розрахунок заземлюючого пристрою ВРП-110 кВ підстанції.

					<i>БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ</i>	Арк.
						4
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

КП – компенсуючий пристрій

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зміст

	Вступ.....	8
1	Розрахунок електричної мережі	9
1.1	Визначення потоків потужностей на ділянках мережі	9
1.2	Визначення напруги в вузлових точках мережі.....	10
1.3	Вибір проводів ЛЕП	11
	1.3.1 Визначення струмів в лініях електропередавання	11
1.4	Вибір силових трансформаторів	12
1.5	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням втрат в трансформато- рах.....	14
	1.5.1 Розрахункова потужність у вузлі 1	14
	1.5.2 Розрахункова потужність у вузлі 2.....	15
	1.5.3 Розрахункова потужність у вузлі 3.....	16
	1.5.4 Розрахунок перетоків потужностей на ділянках мережі з урахуван- ням втрат в режимі максимальних навантажень.....	17
	1.5.5 Розрахунок лінії Л-2.....	20
	1.5.6 Визначення напруги у вузлах мережі.....	21
1.6	Розрахунок мережі при мінімальних навантаженнях.....	22
	1.6.1 Визначення параметрів мережі.....	22
	1.6.2 Розрахункова потужність у вузлі 1 в мінімальному режимі.....	23
	1.6.3 Розрахункова потужність у вузлі 2 в мінімальному режимі.....	24
	1.6.4 Розрахункова потужність у вузлі 3 в мінімальному режимі.....	24
	1.6.5 Розрахунок перетоків потужностей на ділянках мережі з урахуван- ням втрат в трансформаторах за режиму мінімальних наванта- жень.....	25
	1.6.6 Розрахунок лінії Л-2 в режимі мінімальних навантажень.....	27

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Сламах Башар			Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Василега П.О.			6	69	
Реценз.					СумДУ, ЕТ-71		
Н. Контр.							
Затверд.		Лебединський І.Л.					

*Розрахунок параметрів,
режимів та обладнання
електричних мереж та заходів
по енергозбереженню в них*

1.6.7	Визначення напруги у вузлах мережі.....	28
1.7	Розрахунок аварійного режиму роботи мережі	30
1.7.1	Визначення потоків потужності в аварійному режимі з урахуванням втрат.....	30
1.7.2	Визначення напруги в узлах мережі.....	31
2	Розрахунок електричної частини підстанції.....	33
2.1	Вибір потужності силових трансформаторів.....	33
2.2	Вибір схеми електричних з'єднань підстанції	35
2.3	Розрахунок струмів короткого замикання	36
2.4	Вибір високовольтних апаратів РП	38
2.5	Вибір трансформаторів власних потреб	41
2.6	Вибір трансформаторів струму	42
2.7	Вибір трансформаторів напруги	46
2.8	Вибір ошиновки РП.....	47
2.9	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина.	48
2.10	Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина	49
2.11	Заземлюючий пристрій підстанції.....	49
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора ТДН 6300/110.....	50
3.1	Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту	51
3.2	Вибір уставок реле ДЗТ.....	52
3.3	Розрахунок максимального струмового захисту.....	53
4	Розрахунок грозозахисту ВРП-110 кВ.....	55
5	Розрахунок опору контуру заземлення ВРП-110 кВ.....	60
	Висновки.....	62
	Список використаних джерел.....	63
	Додаток 1.....	66
	Додаток 2.....	67
	Додаток 3.....	68
	Додаток 4.....	69

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вступ

На даний момент Україна знаходиться в складній економічній ситуації, що сильно відбивається на енергетиці в цілому, у зв'язку з переходом до ринкових відносин.

Для економічного використання електричних апаратів, встановлених на підстанціях, необхідно проводити більш точні розрахунки, компонувати споживачів так, щоб навантаження розподілялося рівномірно протягом дня. Необхідний більш точний облік перетворень електроенергії на підстанціях.

Дана робота є кваліфікаційною роботою бакалавра зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання».

В процесі виконання даної роботи вирішуються наступні завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатори і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах високої напруги підстанції ПС-3);
- розрахунок електричної частини підстанції ПС-3 (обрані високовольтні вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, трансформатори напруги);
- розрахунок релейного захисту трансформатора ТДН 6300/110;
- розрахунок заземлюючого пристрою підстанції ПС-3;
- розрахунок грозозахисту ВРП-110 кВ підстанції ПС-3;

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 Розрахунок електричної мережі

Вихідні дані до розрахунків. Вихідна схема мережі наведена на рисунку 1.1.

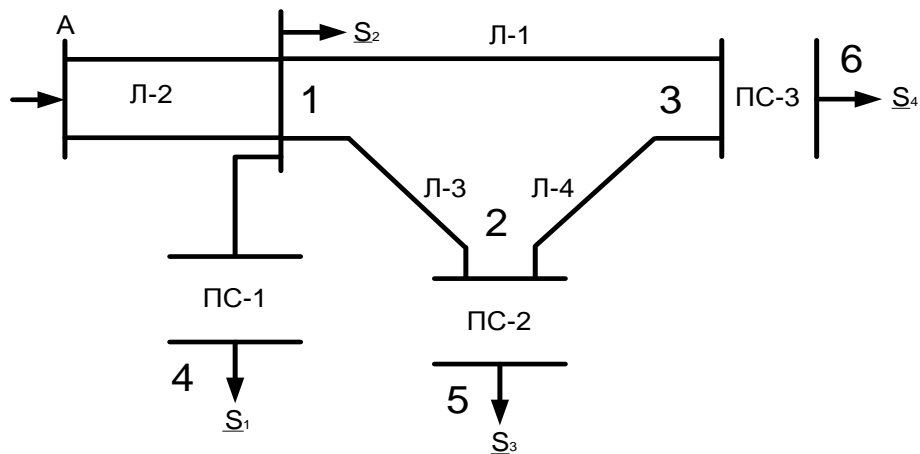


Рисунок 1.1 – Вихідна схема мережі до розрахунку

Потужність споживачів:

$$\underline{S}_1 = 20 + j20 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_3 = 8 + j4 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_2 = 20 + j10 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_4 = 40 + j55 \text{ МВА}$$

Довжини ліній електропередачі:

$$Л-1 = 60 \text{ км}, Л-2 = 40 \text{ км}, Л-3 = 40 \text{ км}, Л-4 = 40 \text{ км}$$

1.1 Визначення потоків потужностей на ділянках мережі

Для подальших розрахунків розімкнемо замкнуту лінію Л-1, Л-3, Л-4 в точці «1» по шинах високої напруги підстанції ПС-1 (див. рис. 1.1). Схема заміщення розімкненої лінії наведена на рисунку 1.2.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Саламех Башар			Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Василега П.О.				9	69
Реценз.					СумДУ, ЕТ-71		
Н. Контр.							
Затверд.		Лебединський І.Л.					
					<i>Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них</i>		

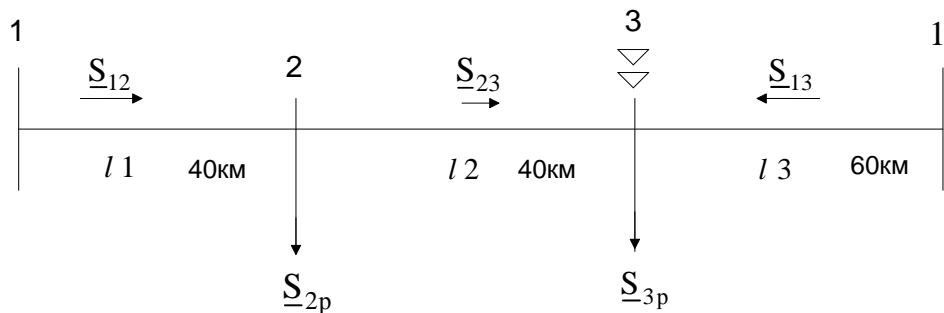


Рисунок 1.2 – Схема заміщення розімкнутої лінії.

Прийmemo, що $X/R = \text{const}$ тоді потужності ділянок 12, 13, і 23 будуть дорівнювати:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_{3P} \cdot (l_3)}{l_1 + l_2 + l_3} = 22,86 + j26,43 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_{1P} \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3} = 25,14 + j32,57 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = 14,86 + j22,43 \text{ MVA}$$

Для перевірки вірності розрахунків складемо баланс потужностей:

$$\underline{S}_{2P} + \underline{S}_{3P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} = 48 + j59 \text{ MVA}$$

1.2 Визначення напруги в вузлових точках мережі

Для визначення оптимальної напруги мережі можна використати при розрахунках формулу Ілларіонова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.1)$$

Тоді використовуючи формулу (1.1) отримаємо:

$$U_{12} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{22,86}}} = 90,587 \text{ кВ.}$$

						Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	

$$U_{13} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{80} + \frac{2500}{25,14}}} = 40,112 \text{ кВ.}$$

$$U_{23} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{14,86}}} = 74,384 \text{ кВ.}$$

Прийmemo напругу мережі рівною 110 кВ.

1.3 Вибір проводів ЛЕП

1.3.1 Визначення струмів в лініях електропередавання

Розрахунок струмів на ділянках виконаємо за формулою:

$$I_n = \frac{\sum S}{n\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (1.2),$$

де n – тип лінії (двоцепна, одноцепна) відповідно $n = 2$, $n = 1$, U_H – номінальна напруга лінії, $\sum S$ – сума потужностей по модулю.

Згідно формули (1.2) визначимо струми на ділянках.

$$I_{12} = \frac{\sqrt{22,86^2 + 26,43^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 183,4 \text{ А;}$$

$$I_{23} = \frac{\sqrt{14,86^2 + 22,43^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 141,2 \text{ А;}$$

$$I_{13} = \frac{\sqrt{25,14^2 + 32,57^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 216 \text{ А;}$$

Для ліній 110 кВ за умовами корони переріз проводів повинна бути не менше 70 мм². Для АС-70/11 - тривало допустимий струм: 265А. В нормальному режимі струм лінії Л-1 дорівнює $I_{13} = 216$ А, але за аварійного відключення лінії Л-1 в лінії Л-3 буде протікати струм без урахування втрат в трансформаторах:

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

$$I_1^{\text{відкл}} = \frac{\sqrt{48^2 + 59^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 399 \text{ A};$$

Тому для ліній Л-1, Л-3, Л-4 обираємо провід марки АС-185/29 з тривало допустимим струмом 510 А.

Розрахуємо параметри ліній за наступними формулами:

$$R = r_0 \cdot l$$

$$X = x_0 \cdot l$$

$$Q_b = U_H^2 \cdot l \cdot b_0$$

де r_0, x_0 – питомі опори активної і реактивної складової лінії, l – довжина лінії, U_H – номінальна напруга лінії, b_0 – питома ємнісна провідність.

В таблиці 1.1 зведено розрахункові параметри обраних проводів.

Таблиця 1.1 – Параметри проводів

Ділянка лінії	Марка проводу	R, Ом	X, Ом	b_l , См	Q/2, МВАр
Л-1	АС-185/29	9,54	24,78	$1,65 \times 10^{-4}$	0,999
Л-3	АС-185/29	6,36	16,52	$1,1 \times 10^{-4}$	0,665
Л-4	АС-185/29	6,36	16,52	$1,1 \times 10^{-4}$	0,665

1.4 Вибір силових трансформаторів

Завдання з вибору трансформаторів полягає у виборі їх кількості і потужностей.

Вибір числа трансформаторів визначається вимогами надійності електропостачання споживачів. Для першої категорії надійності необхідна установка двох трансформаторів. Для другої категорії рекомендовано встановлювати 2 трансформатора, але при наявності централізованого резерву трансформаторів та можливості заміни несправного трансформатора за час не більше доби, можна жити споживача

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

з одного трансформатора. Для третьої категорії споживачів можливе живлення від одного джерела через одну трансформаторну підстанцію.

Вибір встановленої потужності трансформаторів підстанції проводиться за умовами їх роботи в нормальному і після аварійному режимах.

$$S_T = S_{НБ} / n_T, \quad (1.3)$$

де S_T – потужність одного трансформатора, $S_{НБ}$ – найбільша потужність в нормальному режимі роботи, n_T – кількість трансформаторів.

Згідно формули (1.3) знайдемо потужності трансформаторів:

Для підстанції ПС-1:

$$S_m = \frac{\sqrt{20^2 + 20^2}}{1,4} = 20,2 \text{ МВА};$$

Таким чином обираємо трансформатор типу ТРДН 25000/110

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі роботи буде складати:

$$K_3 = \frac{\sqrt{20^2 + 20^2}}{2 \cdot 25} = 0,57$$

Два паралельно працюючих трансформатора типу ТРДН 25000/110 задовольняють вимогам. Каталожні дані трансформатора типу ТРДН 25000/110 зведені до таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Каталожні данні трансформатора типу ТРДН 25000/110

Потужність тр-ра	Межі регулювання	ВН	НН	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
25МВА	±9×1,78%	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7

Для підстанції ПС-2:

$$S_m = \frac{\sqrt{8^2 + 4^2}}{1,4} \approx 6,3 \text{ МВА};$$

Таким чином обираємо трансформатор типу ТРДН 6300/110

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі роботи буде складати:

$$K_3 = \frac{\sqrt{8^2 + 4^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,71$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ			Арк.
								13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

Два паралельно працюючих трансформатора типу ТРДН 6300/110 задовольняють вимогам. Каталогні дані трансформатора типу ТРДН 6300/110 зведені до таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Каталогні данні трансформатора типу ТРДН 6300/110

Потужність тр-ра	Межі регулювання	ВН	НН	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
6,3МВА	±9×1,78%	115	6,6/11	10,5	44	11,5	0,8

Для підстанції ПС-3:

$$S_m = \frac{\sqrt{40^2 + 55^2}}{1,4} \approx 48,6 \text{ МВА};$$

Таким чином обираємо трансформатор типу ТРДН 63000/110

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі роботи буде складати:

$$K_z = \frac{\sqrt{40^2 + 55^2}}{2 \cdot 63} = 0,54$$

Два паралельно працюючих трансформатора типу ТРДН 63000/110 задовольняють вимогам. Каталогні дані трансформатора типу ТРДН 63000/110 зведені до таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Каталогні данні трансформатора типу ТРДН 63000/110

Потужність тр-ра	Межі регулювання	ВН	НН	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
63МВА	±9×1,78%	115	10,5/10,5	10,5	260	59	0,6

1.5 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням втрат в трансформаторах

1.5.1 Розрахункова потужність у вузлі 1

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів, для цього складемо схему заміщення двох трансформаторів підстанції ПС-1 рисунок 1.3:

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ			Арк.
								14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

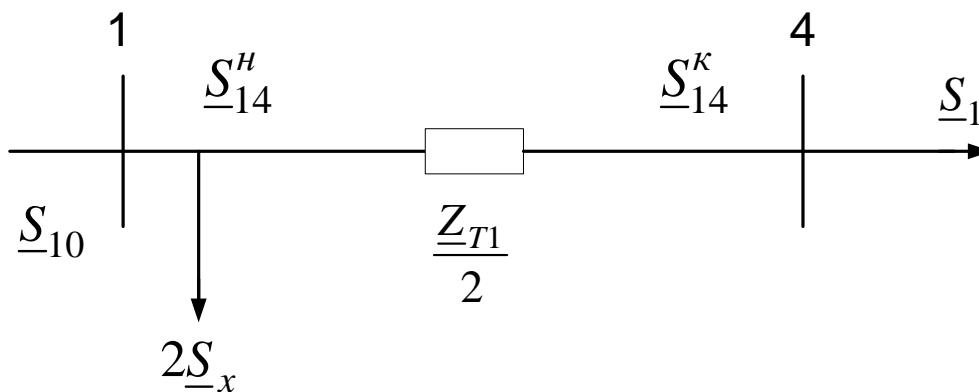


Рисунок 1.3 – Схема заміщення двох трансформаторів

Визначимо опір трансформатора:

$$\underline{Z}_{T1} = 2,54 + j55,6(\text{Ом});$$

Розрахункова потужність в кінці ділянки:

$$\underline{S}_{14}^K = \underline{S}_1 = 20 + j20 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність на початку ділянки, втрати холостого ходу трансформатора:

$$\underline{S}_{14}^H = \underline{S}_{14}^K + \frac{(P_{14}^K)^2 + (Q_{14}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{T1}}{2} = 20,084 + j21,835 \text{ МВА}$$

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot S_H}{100} = 0,175 \text{ МВАР}$$

$$\Delta S_X = 0,027 + j0,175 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність вузла 1:

$$\underline{S}_{10} = \underline{S}_{14}^H + 2\underline{S}_X = 20,138 + j22,185 \text{ МВА}$$

1.5.2 Розрахункова потужність у вузлі 2

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів, для цього складемо схему заміщення двох трансформаторів підстанції ПС-2 рисунок 1.4:

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

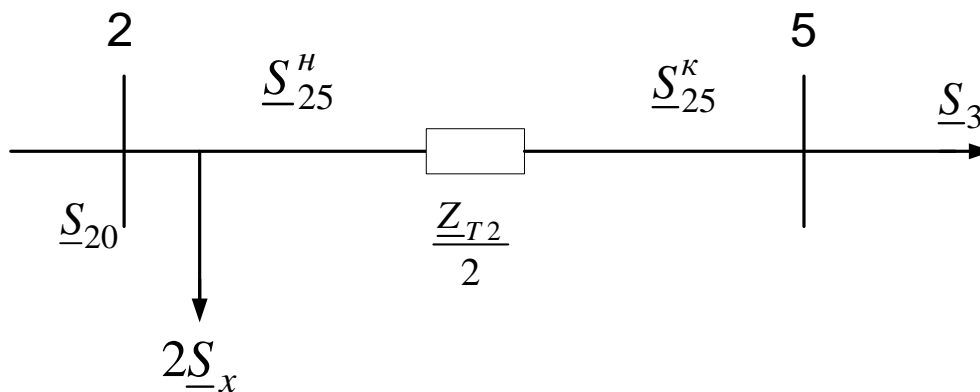


Рисунок 1.4 – Схема заміщення двох трансформаторів

Визначимо опір трансформатора:

$$\underline{Z}_{T2} = 14,66 + j220,42(\text{Ом});$$

Розрахункова потужність в кінці ділянки:

$$\underline{S}_{25}^K = \underline{S}_3 = 8 + j4 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність на початку ділянки, втрати холостого ходу трансформатора:

$$\underline{S}_{25}^H = \underline{S}_{25}^K + \frac{(P_{25}^K)^2 + (Q_{25}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{T2}}{2} = 8,048 + j4,729 \text{ МВА}$$

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot S_H}{100} = 0,05 \text{ МВАР}$$

$$\Delta S_X = 0,0115 + j0,05 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність вузла 2:

$$\underline{S}_{20} = \underline{S}_{25}^H + 2\underline{S}_X = 8,071 + j4,829 \text{ МВА}$$

1.5.3 Розрахункова потужність у вузлі 3

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів, для цього складемо схему заміщення трансформатора підстанції ПС-3 рисунок 1.5:

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

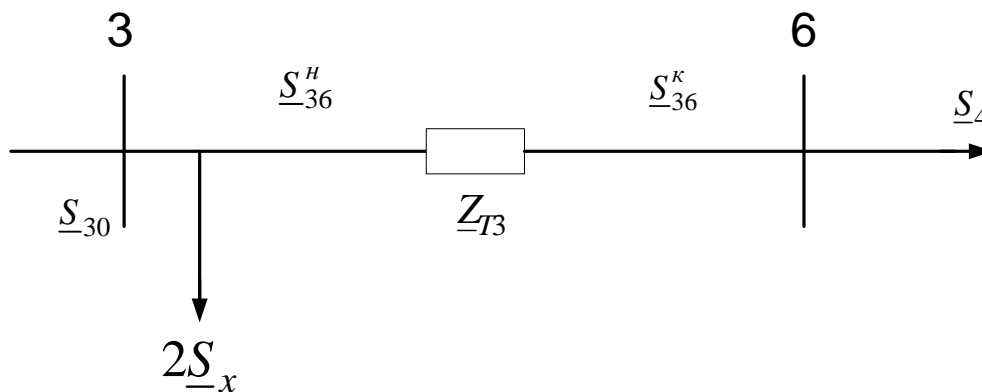


Рисунок 1.5 – Схема заміщення двох трансформаторів

Визначимо опір трансформатора:

$$\underline{Z}_{T3} = 0,87 + j22,04(\text{Ом});$$

Розрахункова потужність в кінці ділянки:

$$\underline{S}_{63}^K = \underline{S}_4 = 40 + j55 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність на початку ділянки, втрати холостого ходу трансформатора:

$$\underline{S}_{63}^H = \underline{S}_{63}^K + \frac{(P_{63}^K)^2 + (Q_{63}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{T3}}{2} = 40,166 + j59,21 \text{ МВА}$$

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot S_H}{100} = 0,378 \text{ МВАР}$$

$$\Delta S_X = 0,059 + j0,378 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність вузла 3:

$$\underline{S}_{30} = \underline{S}_{63}^H + 2\underline{S}_X = 40,284 + j59,966 \text{ МВА}$$

1.5.4 Розрахунок перетоків потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат в режимі максимальних навантажень

Складемо схему заміщення рисунок 1.6:

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

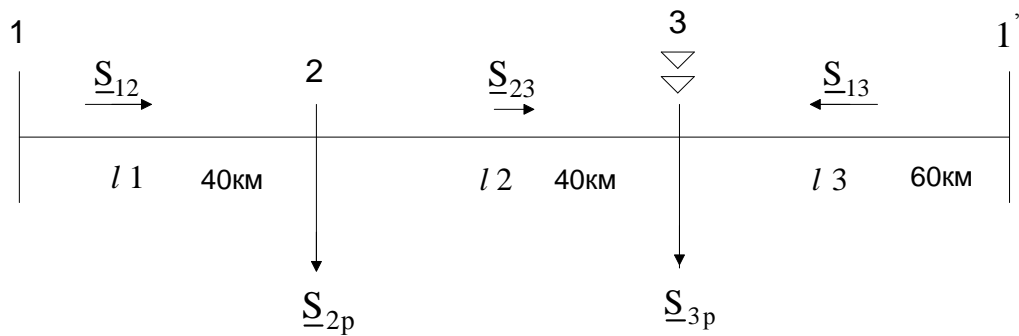


Рисунок 1.6 – Схема заміщення розімкненої лінії

Визначимо чому дорівнюють сумарні потужності вузлів:

$$\underline{S}_{2p} = 8,071 + j4,829 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3p} = 40,824 + j59,966 \text{ МВА}$$

Потужність ділянки 12:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2p} \cdot (l_2 + l_3) + \underline{S}_{3p} \cdot (l_3)}{l_1 + l_2 + l_3} = 23,03 + j29,149 \text{ МВА}$$

Потужність ділянки 13:

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{3p} \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_{1p} \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3} = 25,325 + j35,6467 \text{ МВА}$$

За першим законом Кірхгофа визначимо потужність ділянки 23:

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2p} = 14,959 + j24,32 \text{ МВА}$$

З вище отриманих значень ми бачимо, що напрямок потужностей обрано вірно. Перевіримо на вірність знаходження потокорозділу потужностей для цього складемо баланс потужностей.

$$\underline{S}_{2p} + \underline{S}_{3p} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} = 48,355 + j64,795$$

Баланс зійшовся правильність рішення підтверджена.

Визначимо потокорозподіл ділянок 12, 23, 33', 3'1'. На рис. 1.7 наведена розрахункова схема ділянки 1233'1'.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

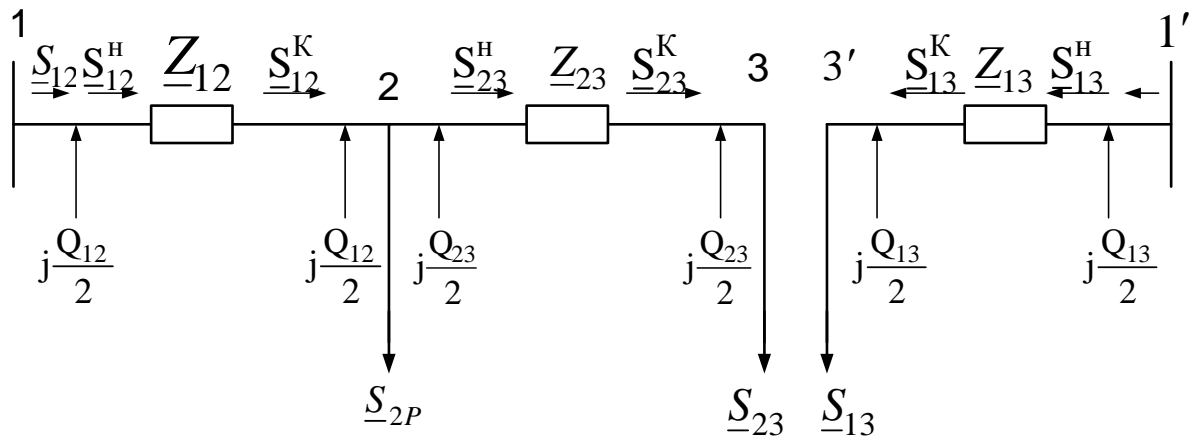


Рисунок 1.7 – Схема заміщення розімкненої лінії

Визначимо потужність в кінці ділянки 23:

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} - j \frac{Q_{23}}{2} = 14,959 + j23,988 \text{ МВА}$$

Визначимо потужність на початку ділянки 23:

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{23}}{2} = 15,379 + j25,078 \text{ МВА}$$

Тоді потужність \underline{S} вузла 2 буде дорівнювати:

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{23}^H - j \frac{Q_{23}}{2} + \underline{S}_{2P} = 23,45 + j29,575 \text{ МВА}$$

Визначимо потужність в кінці ділянки 12:

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2 - j \frac{Q_{12}}{2} = 23,45 + j29,242 \text{ МВА}$$

Визначимо потужність на початку ділянки 12:

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{12}}{2} = 24,188 + j31,158 \text{ МВА}$$

Тоді потужність \underline{S} вузла 1 буде дорівнювати:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{12}^H - j \frac{Q_{12}}{2} = 24,188 + j30,826 \text{ МВА}$$

Визначимо потужність в кінці ділянки 1'3':

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} - j \frac{Q_{13}}{2} = 25,325 + j35,147 \text{ MVA}$$

Визначимо потужність в кінці ділянки 1'3':

$$\underline{S}_{13}^H = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 26,804 + j38,988 \text{ MVA}$$

Тоді потужність \underline{S} вузла вузла 1' буде дорівнювати:

$$\underline{S}_{1'} = \underline{S}_{13}^H - j \frac{Q_{13}}{2} = 26,804 + j38,489 \text{ MVA}$$

1.5.5 Розрахунок лінії Л-2

Схема заміщення ділянки А1 ПЛ Л-2 наведено на рис. 1.8.

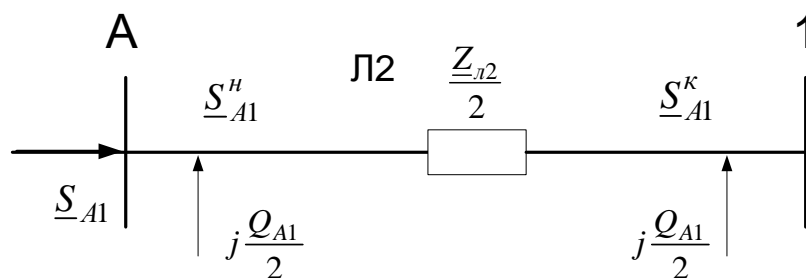


Рисунок 1.8 – схема заміщення лінії Л-2.

Сумарна потужність вузла 1:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{1\text{сум}} = & \underline{S}_2 + \underline{S}_1 + \underline{S}_{1'} + \underline{S}_{1p} = (20 + j10) + (26,804 + j38,489) + (24,188 + j30,826) + \\ & + (20,138 + j22,185) = 91,13 + j101,5 \text{ MVA.} \end{aligned}$$

Оскільки дві лінії Л-2 працюють паралельно, струм в одній лінії буде дорівнювати:

$$I_{Л2} = \frac{\sqrt{\left(\frac{91,13}{2}\right)^2 + \left(\frac{101,5}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 357,976 \text{ A;}$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

Обираємо для ПЛ Л-2 провід типу АС-240/39. Розрахункові дані ПЛ Л-2 зведені до таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри ПЛ Л-2.

Марка провода	R, Ом	X, Ом	b _л , См	Q/2, МВАР
АС240/39	4,72	16,2	1,36×10 ⁻⁴	0,68

1.5.6 Визначення напруги у вузлах мережі

При розрахунку падіннь напруги у вузлах, зарядної потужністю нехтуємо, так як зарядна потужність не передається. Визначимо падіння напруги у вузлах мережі використовуючи формулу:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H \cdot R_{A1} + Q_{A1}^H \cdot X_{A1}}{U_A}\right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H \cdot X_{A1} - Q_{A1}^H \cdot R_{A1}}{U_A}\right)^2}$$

Тоді падіння у вузлі 1 буде дорівнювати:

$$U_1 = \sqrt{\left(121 - \frac{46,445 \cdot 2,36 + 52,411 \cdot 8,1}{121}\right)^2 + \left(\frac{46,445 \cdot 8,1 - 52,411 \cdot 2,36}{121}\right)^2} = 116,604 \text{кВ.},$$

У вузлах 2, 3, 3' відповідно буде дорівнювати:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^H \cdot R_{12} + Q_{12}^H \cdot X_{12}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{12}^H \cdot X_{12} - Q_{12}^H \cdot R_{12}}{U_1}\right)^2} = 110,884 \text{кВ.}$$

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^H \cdot R_{23} + Q_{23}^H \cdot X_{23}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H \cdot X_{23} - Q_{23}^H \cdot R_{23}}{U_2}\right)^2} = 106,269 \text{кВ.}$$

$$U_3' = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{13}^H \cdot R_{13} + Q_{13}^H \cdot X_{13}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{13}^H \cdot X_{13} - Q_{13}^H \cdot R_{13}}{U_1}\right)^2} = 106,137 \text{кВ.}$$

Тоді напруга у вузлі 3 будет дорівнювати 106,203кВ.

Визначимо напругу на низькій стороні підстанції приведену до високої сторони використовуючи формулу:

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{T1}^H \cdot r_{T1} + Q_{T1}^H \cdot x_{T1}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{T1}^H \cdot r_{T1} - Q_{T1}^H \cdot x_{T1}}{U_1}\right)^2}$$

$$U_4^B = \sqrt{\left(116,604 - \frac{20,084 \cdot 1,27 + 21,835 \cdot 27,8}{116,604}\right)^2 + \left(\frac{20,084 \cdot 27,8 - 21,835 \cdot 1,27}{116,604}\right)^2} = 111,273 \text{кВ}$$

						Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{T2}^H \cdot r_{T2} + Q_{T2}^H \cdot x_{T2}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{T2}^H \cdot r_{T2} - Q_{T2}^H \cdot x_{T2}}{U_2}\right)^2}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(110,884 - \frac{8,048 \cdot 7,33 + 110,21 \cdot 4,729}{110,884}\right)^2 + \left(\frac{8,048 \cdot 110,21 - 4,729 \cdot 7,33}{110,884}\right)^2} = 105,931 \text{кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{T3}^H \cdot r_{T3} + Q_{T3}^H \cdot x_{T3}}{U_3}\right)^2 + \left(\frac{P_{T3}^H \cdot r_{T3} - Q_{T3}^H \cdot x_{T3}}{U_3}\right)^2}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(106,203 - \frac{40,166 \cdot 0,435 + 59,21 \cdot 11,02}{106,203}\right)^2 + \left(\frac{40,166 \cdot 11,02 - 59,966 \cdot 0,435}{106,203}\right)^2} = 99,972 \text{кВ}$$

Визначимо реальні напруги на низькій стороні підстанцій:

ПС-1:

$$U_4 = 111,273 \cdot \frac{10,5}{115} = 10,16 \text{кВ.}$$

$$2 \text{ст.} \times 0,187 = 0,374 + 10,16 = 10,534 \text{кВ.}$$

Напруга на низькій стороні після регулювання 10,534 кВ.

ПС-2:

$$U_5 = 105,931 \cdot \frac{11}{115} = 10,133 \text{кВ.}$$

$$5 \text{ст.} \times 0,196 = 0,98 + 10,133 = 11,113 \text{кВ.}$$

Напруга на низькій стороні після регулювання 11,113 кВ.

ПС-3:

$$U_6 = 99,972 \cdot \frac{10,5}{115} = 9,128 \text{кВ.}$$

$$7 \text{ст.} \times 0,187 = 1,309 + 9,128 = 10,437 \text{кВ.}$$

Напруга на низькій стороні після регулювання 10,437 кВ.

1.6 Розрахунок мережі при мінімальних навантаженнях

1.6.1 Визначення параметрів мережі

Вихідні дані мінімальних навантажень мережі рис. 1.1:

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужності споживачів

$$\underline{S}_{1\min} = 10 + j10\text{MVA}$$

$$\underline{S}_{2\min} = 10 + j5\text{MVA}$$

$$\underline{S}_{3\min} = 4 + j2\text{MVA}$$

$$\underline{S}_{4\min} = 20 + j27,5\text{MVA}$$

Довжини ПЛ Л-1 = 60 км, Л-2 = 40 км, Л-3 = 40 км, Л-4 = 40 км.

Розрахункові потужності розімкненої мережі рис. 1.2:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{1\min} = 10 + j10\text{MVA}$$

$$\underline{S}_{3p} = \underline{S}_{3\min} + \underline{S}_{4\min} = 24 + j29,5\text{MVA}$$

1.6.2 Розрахункова потужність у вузлі 1 в мінімальному режимі

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 за мінімального режиму роботи мережі з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів підстанції ПС-1:

Визначимо опір трансформатора:

$$\underline{Z}_{T1} = 2,54 + j55,6(\text{Ом});$$

Розрахункова потужність в кінці ділянки:

$$\underline{S}_{14}^K = \underline{S}_1 = 10 + j10\text{MVA}$$

Розрахункова потужність на початку ділянки, втрати холостого ходу трансформатора:

$$\underline{S}_{14}^H = \underline{S}_{14}^K + \frac{(P_{14}^K)^2 + (Q_{14}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{T1}}{2} = 10,022 + j10,473\text{MVA}$$

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot S_H}{100} = 0,175\text{MVAR}$$

$$\Delta S_X = 0,027 + j0,175\text{MVA}$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

Розрахункова потужність вузла 1:

$$\underline{S}_{10} = \underline{S}_{14}^H + 2\underline{S}_X = 10,049 + j10,648 \text{ МВА}$$

1.6.3 Розрахункова потужність у вузлі 2 в мінімальному режимі

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 за мінімального режиму роботи мережі з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів підстанції ПС-2:

Визначимо опір трансформатора:

$$\underline{Z}_{T2} = 14,66 + j220,42 (\text{Ом});$$

Розрахункова потужність в кінці ділянки:

$$\underline{S}_{25}^K = \underline{S}_3 = 4 + j2 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність на початку ділянки, втрати холостого ходу трансформатора:

$$\underline{S}_{25}^H = \underline{S}_{25}^K + \frac{(P_{25}^K)^2 + (Q_{25}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = 4,012 + j2,182 \text{ МВА}$$

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot S_H}{100} = 0,05 \text{ МВАР}$$

$$\Delta S_X = 0,0115 + j0,05 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність вузла 2:

$$\underline{S}_{20} = \underline{S}_{25}^H + 2\underline{S}_X = 4,023 + j2,232 \text{ МВА}$$

1.6.4 Розрахункова потужність у вузлі 3 в мінімальному режимі

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 за мінімального режиму роботи мережі з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів підстанції ПС-3:

Визначимо опір трансформатора:

$$\underline{Z}_{T3} = 0,87 + j22,04 (\text{Ом});$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Розрахункова потужність в кінці ділянки:

$$\underline{S}_{63}^K = \underline{S}_4 = 20 + j27,5 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність на початку ділянки, втрати холостого ходу трансформатора:

$$\underline{S}_{63}^H = \underline{S}_{63}^K + \frac{(P_{63}^K)^2 + (Q_{63}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{T3} = 20,084 + j29,616 \text{ МВА}$$

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot S_H}{100} = 0,378 \text{ МВАР}$$

$$\Delta S_X = 0,059 + j0,378 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність вузла 3:

$$\underline{S}_{30} = \underline{S}_{63}^H + 2\underline{S}_X = 20,143 + j29,994 \text{ МВА}$$

1.6.5 Розрахунок перетоків потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат в трансформаторах за режиму мінімальних навантажень

Складемо схему заміщення рисунок 1.9:

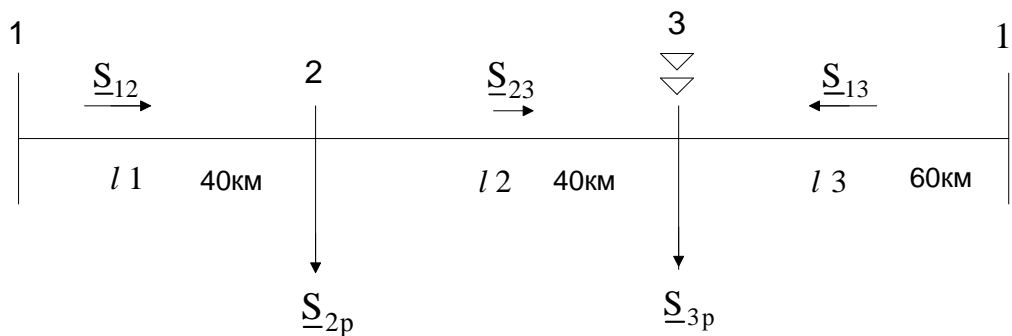


Рисунок 1.9 – Схема заміщення розімкненої лінії

Визначимо чому дорівнюють сумарні потужності вузлів:

$$\underline{S}_{2p} = 4,023 + j2,232 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3p} = 20,143 + j29,994 \text{ МВА}$$

Потужність ділянки 12:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{2p} \cdot (l_2 + l_3) + \underline{S}_{3p} \cdot (l_3)}{l_1 + l_2 + l_3} = 11,506 + j14,449 \text{ МВА}$$

									Арк.
									25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Потужність ділянки 13:

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_{1P} \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3} = 12,66 + j17,777 \text{ MVA}$$

За першим законом Кірхгофа визначимо потужність ділянки 23:

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = 7,483 + j12,217 \text{ MVA}$$

З вище отриманих значень ми бачимо, що напрямок потужностей обрано вірно. Перевіримо на вірність знаходження потужностей для цього складемо баланс потужностей.

$$\underline{S}_{2P} + \underline{S}_{3P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} = 24,166 + j32,226$$

Баланс зійшовся правильність рішення підтверджена.

Визначимо потужності ділянок 12, 23, 33', 3'1'. На рис. 1.10 наведена розрахункова схема ділянки 1233'1'.

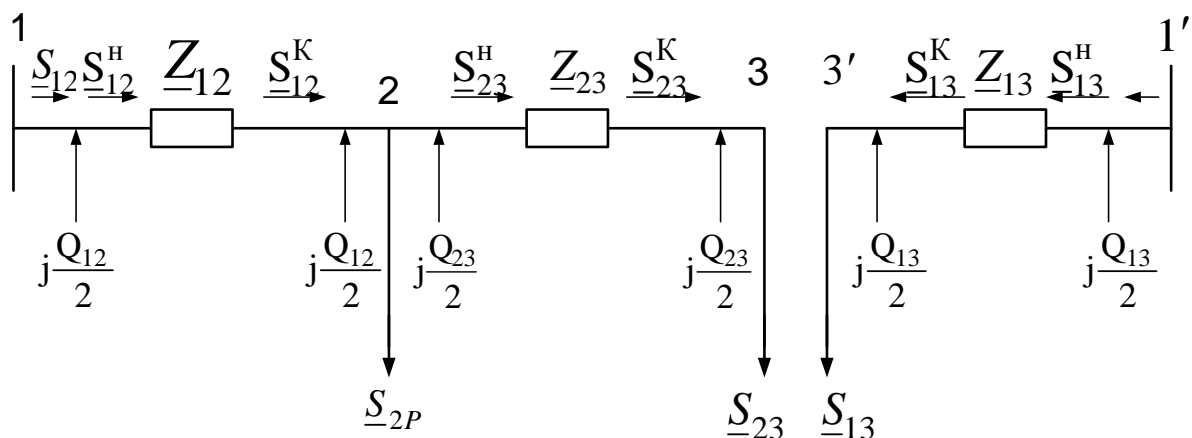


Рисунок 1.10 – Схема заміщення розімкненої лінії

Визначимо потужність в кінці ділянки 23:

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} - j \frac{Q_{23}}{2} = 7,483 + j11,885 \text{ MVA}$$

Визначимо потужність на початку ділянки 23:

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 7,585 + j12,149 \text{ MVA}$$

Тоді потужність \underline{S} вузла 2 буде дорівнювати:

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{23}^H - j \frac{Q_{23}}{2} + \underline{S}_{2p} = 11,608 + j13,716 \text{ МВА}$$

Визначимо потужність в кінці ділянки 12:

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2 - j \frac{Q_{12}}{2} = 11,608 + j13,051 \text{ МВА}$$

Визначимо потужність на початку ділянки 12:

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 24,188 + j31,158 \text{ МВА}$$

Тоді потужність \underline{S} вузла вузла 1 буде дорівнювати:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{12}^H - j \frac{Q_{12}}{2} = 11,78 + j13,497 \text{ МВА}$$

Визначимо потужність в кінці ділянки 1'3':

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} - j \frac{Q_{13}}{2} = 12,66 + j16,778 \text{ МВА}$$

Визначимо потужність в кінці ділянки 1'3':

$$\underline{S}_{13}^H = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 13,013 + j17,695 \text{ МВА}$$

Тоді потужність \underline{S} вузла вузла 1' буде дорівнювати:

$$\underline{S}_{1'} = \underline{S}_{13}^H - j \frac{Q_{13}}{2} = 13,013 + j16,696 \text{ МВА}$$

1.6.6 Розрахунок лінії Л-2 в режимі мінімальних навантажень

Схема заміщення ділянки А1 ПЛ Л-2 наведено на рис. 1.11.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

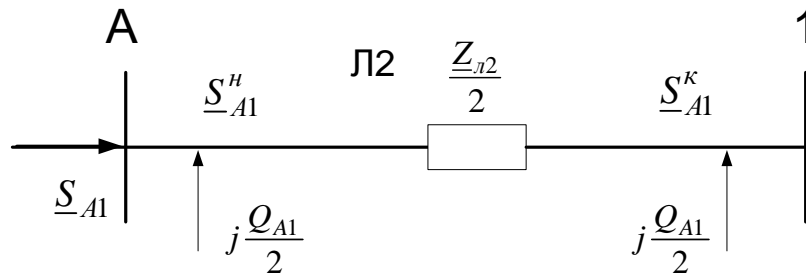


Рисунок 1.11 – схема заміщення лінії Л-2.

Сумарна потужність вузла 1:

$$\underline{S}_{1\text{сум}} = \underline{S}_2 + \underline{S}_1 + \underline{S}'_1 + \underline{S}_{1p} = (10 + j5) + (10,049 + j10,648) + (11,78 + j13,497) + (13,013 + j16,696) = 44,842 + j45,841 \text{ МВА.}$$

Потужність в кінці ділянки А1:

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{1\text{сум}} - jQ = 22,421 + j22,241 \text{ МВА}$$

Потужність на початку ділянки А1:

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{A1}}{2} = 22,615 + j22,905 \text{ МВА}$$

Потужність вузла А:

$$\underline{S}_A = 45,23 + j45,81 \text{ МВА}$$

1.6.7 Визначення напруги у вузлах мережі

При розрахунку падінь напруги у вузлах, зарядної потужністю нехтуємо, так як зарядна потужність не передається. Визначимо падіння напруги у вузлах мережі використовуючи формулу:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H \cdot R_{A1} + Q_{A1}^H \cdot X_{A1}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H \cdot X_{A1} - Q_{A1}^H \cdot R_{A1}}{U_A} \right)^2}$$

Тоді падіння у вузлі 1 буде дорівнювати:

$$U_1 = \sqrt{\left(121 - \frac{22,615 \cdot 2,36 + 22,905 \cdot 8,1}{121} \right)^2 + \left(\frac{22,615 \cdot 8,1 - 22,905 \cdot 2,36}{121} \right)^2} = 119,03 \text{ кВ.}$$

У вузлах 2, 3, 3' відповідно буде дорівнювати:

									Арк.
									28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ				

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^H \cdot R_{12} + Q_{12}^H \cdot X_{12}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{12}^H \cdot X_{12} - Q_{12}^H \cdot R_{12}}{U_1}\right)^2} = 116,438 \text{кВ.}$$

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^H \cdot R_{23} + Q_{23}^H \cdot X_{23}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H \cdot X_{23} - Q_{23}^H \cdot R_{23}}{U_2}\right)^2} = 114,301 \text{кВ.}$$

$$U_3' = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{13}^H \cdot R_{13} + Q_{13}^H \cdot X_{13}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{13}^H \cdot X_{13} - Q_{13}^H \cdot R_{13}}{U_1}\right)^2} = 114,309 \text{кВ.}$$

Тоді напруга у вузлі 3 буде дорівнювати 114,305 кВ.

Визначимо напругу на низькій стороні підстанцій приведену до високої сторони:

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{T1}^H \cdot r_{T1} + Q_{T1}^H \cdot x_{T1}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{T1}^H \cdot r_{T1} - Q_{T1}^H \cdot x_{T1}}{U_1}\right)^2}$$

$$U_4^B = \sqrt{\left(119,03 - \frac{10,049 \cdot 1,27 + 10,648 \cdot 27,8}{119,03}\right)^2 + \left(\frac{10,049 \cdot 27,8 - 10,648 \cdot 1,27}{119,03}\right)^2} = 116,457 \text{кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{T2}^H \cdot r_{T2} + Q_{T2}^H \cdot x_{T2}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_{T2}^H \cdot r_{T2} - Q_{T2}^H \cdot x_{T2}}{U_2}\right)^2}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(116,438 - \frac{4,023 \cdot 7,33 + 110,21 \cdot 2,232}{116,438}\right)^2 + \left(\frac{4,023 \cdot 110,21 - 2,232 \cdot 7,33}{116,438}\right)^2} = 114,131 \text{кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{T3}^H \cdot r_{T3} + Q_{T3}^H \cdot x_{T3}}{U_3}\right)^2 + \left(\frac{P_{T3}^H \cdot r_{T3} - Q_{T3}^H \cdot x_{T3}}{U_3}\right)^2}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(114,305 - \frac{20,143 \cdot 0,435 + 29,994 \cdot 11,02}{114,305}\right)^2 + \left(\frac{20,143 \cdot 11,02 - 29,994 \cdot 0,435}{114,305}\right)^2} = 111,352 \text{кВ}$$

Визначимо реальні напруги на низькій стороні підстанцій:

ПС-1:

$$U_4 = 116,457 \cdot \frac{10,5}{115} = 10,633 \text{кВ.}$$

Напруга на низькій стороні без регулювання 10,633 кВ.

ПС-2:

										Арк.
										29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$U_5 = 114,131 \cdot \frac{11}{115} = 10,917 \text{ кВ.}$$

$$10,917 + 1 \times (10,917/100) = 11,111 \text{ кВ.}$$

Напряга на низькій стороні після регулювання 11,111 кВ.

ПС-3:

$$U_6 = 111,352 \cdot \frac{10,5}{115} = 10,167 \text{ кВ.}$$

$$10,167 + 1 \times (10,167/100) = 10,348 \text{ кВ.}$$

Напряга на низькій стороні після регулювання 10,348 кВ.

1.7 Розрахунок аварійного режиму роботи мережі

Розрахункова схема аварійного режиму роботи мережі наведена на рис. 1.12.

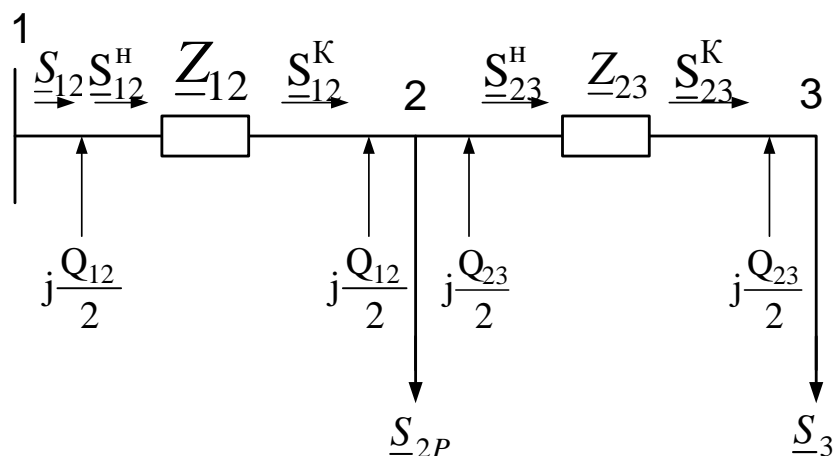


Рисунок 1.12 – Схема заміщення за аварійної роботи мережі

1.7.1 Визначення потоків потужності в аварійному режимі з урахуванням втрат

Потужність вузла 3:

$$\underline{S}_3 = 40,284 + j59,966 \text{ МВА}$$

Потужність кінця ділянки 23:

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_3 - j \frac{Q_{23}}{2} = 40,284 + j59,301 \text{ MVA}$$

Потужність початку ділянки 23:

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 42,987 + j66,322 \text{ MVA}$$

Тоді потужність \underline{S} вузла вузла 2 буде дорівнювати:

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{23}^H - j \frac{Q_{23}}{2} + \underline{S}_{2P} = 51,058 + j70,486 \text{ MVA}$$

1.7.2 Визначення напруги в вузлах мережі

При розрахунку падінь напруги у вузлах, зарядної потужністю нехтуємо, так як зарядна потужність не передається. Визначимо падіння напруги у вузлах мережі використовуючи формулу:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H \cdot R_{A1} + Q_{A1}^H \cdot X_{A1}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H \cdot X_{A1} - Q_{A1}^H \cdot R_{A1}}{U_A} \right)^2}$$

Тоді падіння у вузлі 1 буде дорівнювати:

$$U_1 = \sqrt{\left(121 - \frac{47,563 \cdot 2,36 + 54,415 \cdot 8,1}{121} \right)^2 + \left(\frac{47,563 \cdot 8,1 - 54,415 \cdot 2,36}{121} \right)^2} = 116,449 \text{ кВ.}$$

У вузлах 2, 3, 3' відповідно буде дорівнювати:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^H \cdot R_{12} + Q_{12}^H \cdot X_{12}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^H \cdot X_{12} - Q_{12}^H \cdot R_{12}}{U_1} \right)^2} = 102,245 \text{ кВ.}$$

$$U_3 = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{23}^H \cdot R_{23} + Q_{23}^H \cdot X_{23}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H \cdot X_{23} - Q_{23}^H \cdot R_{23}}{U_2} \right)^2} = 87,766 \text{ кВ.}$$

Визначимо напругу на низькій стороні підстанцій ПС-2 і ПС-3 приведену до високої сторони:

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{T2}^H \cdot r_{T2} + Q_{T2}^H \cdot x_{T2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{T2}^H \cdot r_{T2} - Q_{T2}^H \cdot x_{T2}}{U_2} \right)^2}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(102,245 - \frac{8,071 \cdot 7,33 + 110,21 \cdot 4,829}{102,245} \right)^2 + \left(\frac{8,071 \cdot 110,21 - 4,829 \cdot 7,33}{102,245} \right)^2} = 96,822 \text{ кВ}$$

									Арк.
									31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ				

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{T3}^H \cdot r_{T3} + Q_{T3}^H \cdot x_{T3}}{U_3}\right)^2 + \left(\frac{P_{T3}^H \cdot r_{T3} - Q_{T3}^H \cdot x_{T3}}{U_3}\right)^2}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(87,766 - \frac{40,284 \cdot 0,435 + 59,966 \cdot 11,02}{87,766}\right)^2 + \left(\frac{40,284 \cdot 11,02 - 59,966 \cdot 0,435}{87,766}\right)^2} = 80,178 \text{кВ}$$

Визначимо реальні напруги на низькій стороні підстанцій:

ПС-2:

$$U_4 = 10,534 \text{кВ.}$$

$$U_5 = 96,822 \cdot \frac{11}{115} = 9,261 \text{кВ.}$$

$$9,261 + 9 \times (9,261/100) = 10,745 \text{кВ.}$$

Напруга на низькій стороні з урахуванням регулювання 10,745 кВ.

ПС-3:

$$U_6 = 80,178 \cdot \frac{10,5}{115} = 7,321 \text{кВ.}$$

$$7,321 + 9 \times (7,321/100) = 10,135 \text{кВ.}$$

Напруга на низькій стороні з урахуванням регулювання 10,135 кВ.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

2 Розрахунок електричної частини підстанції

Вихідні дані до розрахунку.

1. Тип трансформатора ТДН 6300/110/10;
2. Потужність навантаження $S = 8 + j4 = 6,3$ МВА;
3. Опір ліній живлення X_{L1} і $X_{L2} = 16,52$ Ом,
трансформаторів X_{T1} і $X_{T2} = 220,4$ Ом;
4. Потужність системи $S_c = 2400$ МВА;
5. Температура охолоджуючого середовища $t = + 20$ °С;
6. Тип підстанції - тупикова.

Таблиця 2.1 – Навантаження споживачів протягом доби

t, го-дин	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, %	40	50	65	80	100	80	90	100	100	120	140	110
S, МВА	2,52	3,15	4,1	5,04	6,3	5,04	5,67	6,3	6,3	7,56	8,82	6,93

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

Для підстанції були задані трансформатори ТДН 6300/110; більш точно обрані трансформатори, враховуючи графік навантаження (рис. 2.1).

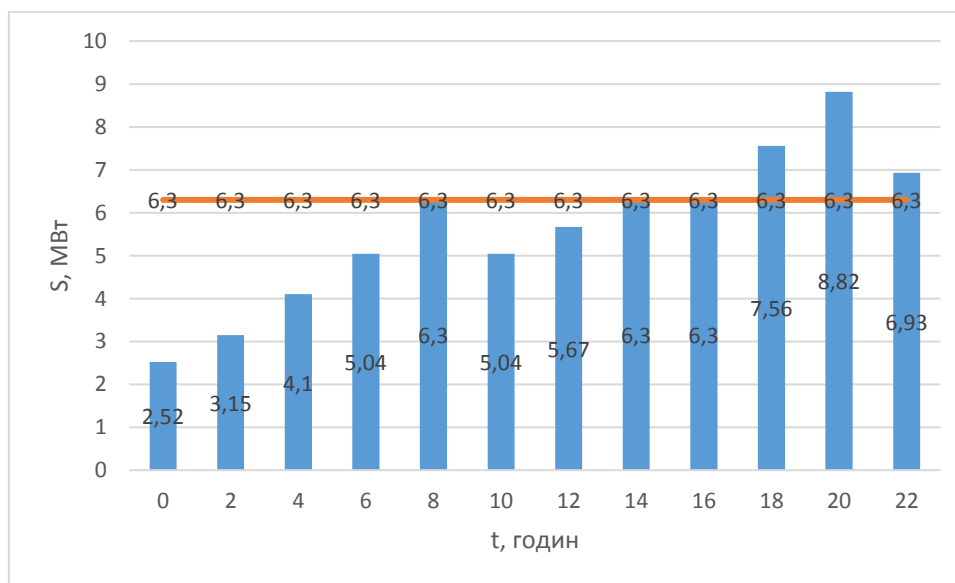


Рисунок 2.1 – Графік навантаження

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Саламех Башар			Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Василега П.О.					33	69
Реценз.						СумДУ, ЕТ-71		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський І.Л.						

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступеневий. Початкова завантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

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

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

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

$$\begin{aligned} K_1 &= \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} = \\ &= \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{2,52^2 \cdot 2 + 3,15^2 \cdot 2 + 4,1^2 \cdot 2 + 5,04^2 \cdot 4 + 6,3^2 \cdot 6 + 5,67^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2 + 4 + 6 + 2}} \approx 0,8 \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} K_2' &= \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} = \\ &= \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{7,56^2 \cdot 2 + 8,82^2 \cdot 2 + 6,93^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,24 \end{aligned}$$

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

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{8,82}{6,3} = 1,4$$

де S_{MAX} – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

$$K_2 = 0,9 K_{max} = 0,9 \cdot 1,4 = 1,26$$

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

$$K_2' = 1,24 < K_2 = 1,26, \text{ остаточно беремо } K_2 = 1,26.$$

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (+20 С) і часу перевантаження $t = 6$ годин, для трансформатора з системою охолодження Д знаходимо допустиме значення перевантаження $K_{200ст} = 1,4$.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Для надійності приймаємо два трансформатора. У разі виходу з ладу одного трансформатора, другий забезпечить живлення споживачів без обмежень.

2.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції

Головна схема електричних з'єднань повинна відповідати таким вимогам: забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах; враховувати перспективи розвитку; допускати можливість розширення; забезпечувати можливість проведення ремонтних та експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань.

При цьому слід застосовувати найпростіші схеми. Для тупикової підстанції рекомендується застосовувати схему «два блоки з вимикачем в колах трансформатора і неавтоматичною перемичкою».

Підстанція відноситься до класу тупикових підстанцій. Для даного класу напруги, набору зовнішніх приєднань і потужності трансформаторів, з урахуванням того, що застосування відокремлювачів в умовах холодного клімату не рекомендується, приймаємо до установки на проектній підстанції схему «два блоки з вимикачем в колах трансформатора і неавтоматичною перемичкою» рисунок 2.2.

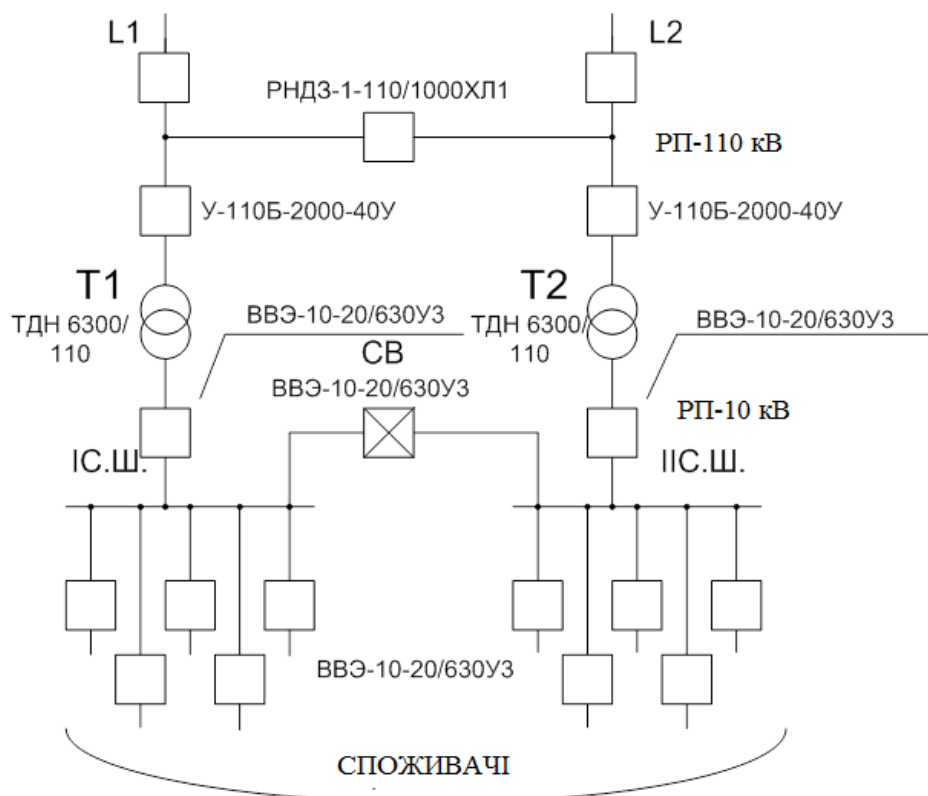


Рисунок 2.2 – Схема електричної підстанції

									Арк.
									35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ				

У нормальному режимі все комутаційне обладнання увімкнене, за винятком роз'єднувачів QS7 в ремонтній перемички. ПЛ W1 і W2 – лінії, що зв'язують проектну підстанцію з енергосистемою.

Розглянемо наслідки аварійних ситуацій в даній схемі:

Відмова одного з трансформаторів (припустимо T1). При КЗ в T1 відбувається вимкнення вимикача Q1, живлення споживачів підстанції здійснюється через трансформатор T2 з урахуванням його перевантажувальної здатності.

Відмова однієї лінії зв'язку з електростанцією (W1). При КЗ на W1 відбувається вимкнення вимикача Q1, трансформатор T1 втрачає живлення. Після вимкнення лінії W1 оперативний персонал вимикає пошкоджену лінію лінійним роз'єднувачем, після цього замикається раніше відключений QS7, відбувається включення Q1 і T1 відновлює своє живлення.

Відмова одного з вимикачів (Q1). При КЗ в Q1 вимикає головний вимикач і W1. Живлення всіх споживачів підстанції здійснюється від W2 і T2.

Таким чином, з наведеного аналізу випливає, що в обраній схемі відсутній проста (поодинокі) аварійна ситуація, яка веде до вимкнення споживачів зпроектованої підстанції.

Найбільш важкою аварійною ситуацією є відмова однієї з живильних ліній (W1) в період ремонту одного з трансформаторів (T2), але і в цьому випадку є можливість забезпечити живлення споживачів проектованої підстанції від W2 через ремонтну перемичку QS7, QS3 і трансформатор T1.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору обладнання на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.3.

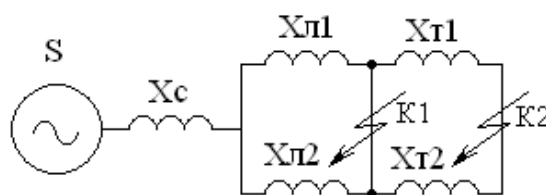


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

						Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 2400$ МВА.

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = \frac{110^2}{2400} = 5,042 \text{ Ом}$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{л} = 16,52 \text{ Ом}$$

Трансформаторів

$$X_T = 220,4 \text{ Ом}$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}(X_c + X_{л})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,042 + \frac{16,52}{2})} = 4,77 \text{ кА}$$

Періодична складова СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2}^B = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}(X_c + X_{л} + X_m)} \cdot \frac{U_B}{U_H} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,042 + \frac{16,52}{2} + \frac{220,4}{2})} \cdot \frac{110}{10} = 5,66 \text{ кА}$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,77 = 10,861 \text{ кА};$$

$$\text{у точці } K_2, i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 5,66 = 12,887 \text{ кА}.$$

Припустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення:

$$I_{nr} = I_{K1} \text{ для точки } K_1;$$

$$I_{nr} = I_{K2} \text{ для точки } K_2.$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,77 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,612 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,66 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,08 \text{ кА},$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для K_1 ; $T_a = 0,025$ с., $t = 0,06$ с., для K_2 – $T_a = 0,05$ с., $t = 0,1$ с.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 \quad B_R = I_{K1}^2(t + Ta) = 4,77^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,934 \text{кА}^2\text{с}$$

$$\text{для } K_2 \quad B_R = I_{K2}^2(t + Ta) = 5,66^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 4,8 \text{кА}^2\text{с}$$

Таблиця 2.2 – Значення струмів короткого замикання

Струми КЗ	СКЗ в поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент розходження контактів, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)	4,77	10,861	4,77	0,612	1,934
Шини 10 кВ (K_2)	5,66	12,887	5,66	1,08	4,8

2.4 Вибір високовольтних апаратів РП

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів виконується:

- 1) вибір за напругою;
- 2) вибір по нагріванню при тривалих струмах;
- 3) перевірка на електродинамічну стійкість;
- 4) перевірка на термічну стійкість;
- 5) вибір по виконанню (для зовнішньої або внутрішньої установки).

Вибору підлягають: вимикачі на стороні високої напруги; ввідні вимикачі на боці 10 кВ; секційні вимикачі на боці 10 кВ; вимикачі ліній, що відходять 10кВ; роз'єднувачі на стороні вищої напруги; трансформатори струму і напруги 110 кВ і 10 кВ; ошиновка розподільних пристроїв 110 кВ і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режиму.

Максимальний струм на стороні високої напруги:

$$I_{110\text{MAX}} = \frac{1,4S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46 \text{А}$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{ввм} = \frac{1,4S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509A$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{С.В.} = \frac{0,7S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 255A$$

Струм в колі ПЛ, що відходить (якщо кількість приєднань дорівнює 10):

$$I_{10}^{відх} = \frac{1,4S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 51A$$

Вибір вимикачів наведено в таблицях 2.3-2.6.

Таблиця 2.3 – Вибір вимикача на стороні 110 кВ:

Тип вимикача У-110Б-2000-40У

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні дані
$U_C \leq U_H$	110 кВ	126
$I_{расч} \leq I_{ном}$	46 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,77 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,861 кА	102 кА
$I_{пт} \leq I_{ОткНОМ}$	4,77 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,612 кА	8 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,934 кА ² с	4800 кА ² с

Обраний вимикач повністю задовольняє умовам вибору.

На стороні низької напруги рекомендується вибрати вакуумні вимикачі.

t – розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ. Для вимикачів на високій стороні $t = 0,06$ с, на низькій стороні $t = 0,1$ с.

$$\text{Для У-110-2000-40 } i_a = \frac{I \cdot \beta}{100} = \frac{40 \cdot 20}{100} = 8 \text{ кА.}$$

$$\text{Для ВВЭ-10-31,5/1600 } i_a = \frac{\sqrt{2}I \cdot \beta}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 50}{100} = 22,27 \text{ кА.}$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Для ВВТЭ-10-20/1000 $i_a = \frac{\sqrt{2}I \cdot \beta}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 50}{100} = 14,14$ кА.

Таблиця 2.4 – Вибір вимикача в колі трансформатора на стороні 10 кВ:
Тип вимикача ВВЭ-10-20/630УЗ

Умова вибору	Розрахункове значення	Каталожне значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,66 кА	52 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	12,887 кА	20 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,66 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,08 кА	8 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	4,8 кА ² с	1200 кА ² с

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ:
Тип вимикача ВВЭ-10-20/630УЗ

Умова вибору	Розрахункове значення	Каталожне значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	255 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,66 кА	52 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	12,887 кА	20 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,66 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,08 кА	8 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	4,8 кА ² с	1200 кА ² с

Таблиця 2.6 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ:

Тип вимикача ВВЭ-10-20/630УЗ

Умова вибору	Розрахункове значення	Каталожне значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	51А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,66 кА	52 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	12,887 кА	20 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,66 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,08 кА	8 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	4,8 кА ² с	1200 кА ² с

У таблиці 2.7 наведений вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами заземлюючих ножів.

Таблиця 2.7 – Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ:

Тип роз'єднувача РНДЗ-1-110/1000 УХЛ1

Умова вибору	Розрахункове значення	Каталожне значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	46А	1000А
$i_{y\delta} \leq I_{прСКВ}$	10,861кА	80кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,934 кА ² с	96 кА ² с

2.5 Вибір трансформаторів власних потреб

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. На підстанції передбачені власні потреби потужність яких зведена до таблиці 2.8.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.8 – Потужність власних потреб на підстанції

Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць	Коефіцієнт попиту	cosφ	P, кВт	Q, кВАр
1.Охолодження трансформаторів	2	10-50	0,82	0,86	16,4	9,7
2.Підігрів вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6	0
3.Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6	0
4. Освітлення ВРП	1	5-20	0,65	0,95	6,5	2,2
5. Опалення, освітлення ЗРП	1	3-30	0,7	0,93	10,5	4,2
Сумарне навантаження власних потреб					40,6	16,1

Номінальна потужність:

$$S_{ПОВ} = \sqrt{40,6^2 + 16,1^2} = 43,676 \text{кВА}$$

Ремонтне навантаження на підстанції дорівнює 20 кВА. При підключенні цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. тоді:

$$S_{ТСН} \geq \frac{43,676 + 20}{1,2} = 53,1 \text{кВА}$$

Остаточно для живлення споживачів власних потреб беремо два трансформатора потужністю 63 кВА.

2.6 Вибір трансформаторів струму

В таблиці 2.9 зведені вторинні навантаження трансформаторів струму.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.9 – Вторинні навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	0,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секційного вимикача на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі ПЛ, що відходить			0,5	0,5	0,5

Таблиця 2.10 – Вибір трансформаторів струму на боці ВН.

Тип ТС ТФЗМ 110Б-1-У1

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	46 А	50-100 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	10,861 кА	10-20 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,934 кА ² ·с	12 кА ² ·с
$Z_{НАГР} \leq Z_{НОМ}$	0,9 Ом	1,2 Ом

Обираємо трансформатори струму типу ТФЗМ 110Б-1-У1.

Для перевірки по вторинним навантаженням визначимо опір приладів:

$$Z_{прил} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Тоді опір сполучних проводів може бути:

$$Z_{np} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

де $Z_{прил}$ – опір приладів, Ом; $Z_{ном}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом.}$$

Перетин з'єднувальних провідників за умовами механічної міцності повинен становити не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил. Але з огляду на їх довжину (160 м), з метою зменшення навантаження на трансформатори струму оберемо провід перетином 6 мм^2 , тоді:

$$Z_{np} = \frac{0,028 \cdot 160}{6} = 0,747 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола:

$Z_H = 0,02 + 0,1 + 0,747 \approx 0,9 \text{ Ом}$, що менше ніж $1,2 \text{ Ом}$, допустимих при роботі трансформатора з класом точності 0,5.

Трансформатор струму ТФЗМ 110Б-1-У1 задовольняє умовам вибору.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформаторів струму в колі силового тр-ра на стороні НН

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ,	10 кВ,
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509 А,	800 А,
$i_{y\delta} \leq I_{npCKB}$	12,887 кА,	52кА,
$B_K \leq I_T^2 t_r$	4,8 кА ² ·с,	70,567кА,
$Z_{НАГР} \leq Z_{НОМ}$	0,5 Ом,	0,6Ом,

Обираємо трансформатори струму ТПОЛ-10-У3.

Для перевірки по вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{\text{прил}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Тоді опір сполучних проводів може бути:

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

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

$Z_{\text{к}}$ – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 2,4 - 0,26 - 0,1 = 2,04 \text{ Ом.}$$

Перетин з'єднувальних провідників за умовами механічної міцності повинен становити не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил довжиною 20 м, тоді:

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,028 \cdot 20}{4} = 0,14 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола:

$Z_{\text{н}} = 0,26 + 0,1 + 0,14 = 0,5 \text{ Ом}$, що менше ніж $0,6 \text{ Ом}$, допустимих при роботі трансформатора з класом точності 1.

Трансформатор струму ТПОЛ-10-У3 задовольняє умовам вибору.

Таблиця 2.12 – Вибір трансформаторів струму на лінії що відходять

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_n$	10кВ,	10кВ,
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	51 А,	400 А,
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	12,887 кА,	128 кА,
$B_K \leq I_T^2 t_r$	4,8 кА ² ·с,	4800 кА ² ·с,
$Z_{\text{НАГР}} \leq Z_{\text{НОМ}}$	0,26 Ом,	0,4 Ом,

Обираємо трансформатори струму ТЛ-10-І-У3.

Для перевірки по вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

$$Z_{\text{прил}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді опір сполучних проводів може бути:

$$Z_{np} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

де $Z_{прил}$ – опір приладів, Ом; $Z_{ном}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом.}$$

Перетин з'єднувальних провідників за умовами механічної міцності повинен становити не менше ніж 4 мм² для алюмінієвих жил. Але з огляду на їх довжину (160 м), з метою зменшення навантаження на трансформатори струму оберемо провід перетином 6 мм², тоді:

$$Z_{np} = \frac{0,028 \cdot 20}{4} = 0,14 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола:

$Z_H = 0,02 + 0,1 + 0,14 = 0,26$ Ом, що менше ніж 0,4 Ом, допустимих при роботі трансформатора з класом точності 0,5.

Трансформатор струму ТЛ-10-І-У3 задовольняє умовам вибору.

2.7 Вибір трансформаторів напруги

Таблиця 2.13 – Вибір трансформаторів напруги на стороні ВН

Тип	U _{НОМ} обмоток			Потужність навантаження, ВА				
	I-а, кВ	II-а, В	Додаткова, В	0,2	0,5	1	3	10
НКФ-110-83	220/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	-

Таблиця 2.14 – Вибір трансформаторів напруги на стороні НН

Тип	U _{НОМ} обмоток			Потужність навантаження, ВА				
	I-а, кВ	II-а, В	Додаткова, В	0,2	0,5	1	3	10
ЗНОЛ 0,6-10-У3	10/√3	100/√3	100/3	50	75	150	300	-

2.8 Вибір ошиновки РП

Ошиновка закритих РП-10 кВ виконується твердими алюмінієвими шинами. Мідні шини, через їх велику вартість не використовуємо. Вибір перетину проводиться по допустимому струму. Також жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц.

Беремо алюмінієві трубчасті шини 25/30 мм з номінальним струмом 640 А.

Вибір шин по нагріванню

$$I_{роб.найб.} \leq I_{доп.}, \quad (509 \leq 640) \text{ умова виконується}$$

Перевірка на термічну стійкість

$$W_K = 4,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 4,8 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$q_{\min} = \sqrt{\frac{W_K}{C}} = \sqrt{\frac{4,8 \cdot 10^6}{95}} = 23,1 \text{ мм}^2$, $(215,8 > 23,1)$, умова по термічній стійкості виконується.

Перевірка шин на електродинамічну стійкість.

Частота власних коливань шинної конструкції:

$$q = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} = \frac{3,14(30^2 - 25^2)}{4} = 2,15 \text{ см}^2,$$

$$\gamma = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{64} = \frac{3,14(30^4 - 25^4)}{64} = 205 \text{ см}^4,$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{205}{2,15}} = 777 \text{ Гц.}$$

Умовою механічної міцності є:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$$

де $\sigma_{расч}$ – розрахункове механічне напруження в матеріалі шин, МПа.

$\sigma_{доп} = 82,3 \text{ МПа}$ – допустиме механічне напруження в матеріалі для алюмінієвих шин.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}$$

$$M = \frac{f_{MAX} \cdot l^2}{10} = \frac{57,53 \cdot 1,5^2}{10} = 12,944 \text{ Н/м}$$

$$f_{MAX} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_V^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{12,887^2}{0,5} = 57,53 \text{ Н/м}$$

а дорівнює 0,5—відстань між фазами.

$$W = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D^4 - d^4)}{D} = \frac{3,14}{32} \cdot \frac{(30^4 - 25^4)}{30} = 1,37 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{12,9442}{1,37} = 9,448 \text{ МПа} < 82,3 \text{ МПа}$$

Робимо висновок що обрані шини підходять по динамічній стійкості і частоті.

2.9 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина

Підстанції 110 кВ споруджують, як правило, відкритими. Їх рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення.

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ, допускається в наступних випадках: Розташування ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розташування ПС на території міст, коли це допускається містобудівними міркуваннями.

Розташування ПС з великими сніговими заметами, в зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах з сильно засоленою атмосферою.

На ПС 110 кВ зі спрощеними схемами на боці ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендується відкрита установка обладнання ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

На ПС електропостачання промислових підприємств передбачається водяне опалення, приєднане до теплових мереж підприємств.

Будівлі ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо стоячі, так і зєднаними з будинками РПУ в тому числі і по вертикалі.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

КРПЕ напругою 110 кВ і вище беруть при техніко-економічному обґрунтуванні при обмежених умовах, а також в районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ слід встановлювати відкритими, а в районах із забрудненою атмосферою з посиленою ізоляцією. В ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідіймальних машин (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

2.10 Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина

РП 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних в закритих приміщення.

РП 6 і 10 кВ закритого типу (в будинках, в тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі «сендвіч» то що. Можуть застосовуватися:

- а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність снігових заметів або запорошених забирає) неможливе застосування КРУН;
- б) при кількості шаф більше 25;
- в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

В ЗРП 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення. Для їх ремонту і зберігання візка, в ЗРУ слід передбачати спеціальне місце.

2.11 Заземлюючий пристрій підстанції

Всі електричні частини електроустановок, нормально не знаходяться під напругою, але можуть опинитися під ним через пошкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися з землею. Таке заземлення називається захисним.

Заземлення, призначене для створення нормальних умов роботи апарату або електроустановки, називається робочим.

Для захисту обладнання від пошкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, які приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один спільний заземлювальний пристрій.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 Розрахунок релейного захисту трансформатора ТДН 6300/110

Вихідні дані до розрахунку наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані до розрахунку

Тип реле	$X_{c,max}$, Ом	$X_{c,min}$, Ом	Група з'єднання обмоток	Потужність тр-ра	ВН	НН	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
ДЗТ-11	12	18	Y/Δ	6,3МВА	115	11	10,5	44	11,5	0,8

Складемо схема релейного захисту рис. 3.1, схему заміщення рис. 3.2.

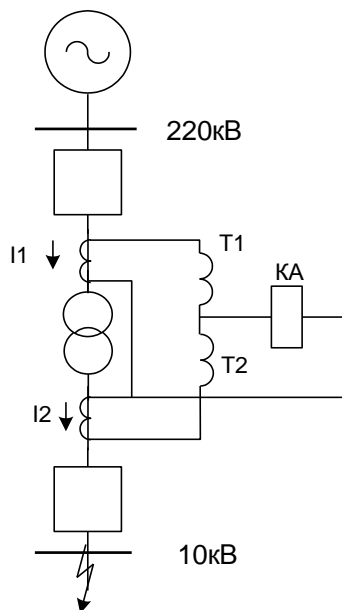


Рисунок 3.1 – Схема РЗА

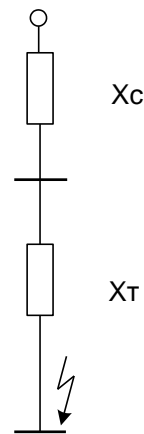


Рисунок 3.2 – Схема заміщення

Визначимо реактивний опір трансформатора

$$X_T = \frac{U_k \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 6,3} = 220,4 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захисту трансформаторів з РПН необхідно враховувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 110 кВ приблизно можна прийняти:

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Саламех Башар			Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Василега П.О.					50	69
Реценз.						СумДУ, ЕТ-71		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський І.Л.						

$$X_{T.макс} = X_{T.НОМ} (1 + \Delta U)^2$$

$$X_{T.мин} = X_{T.НОМ} (1 - \Delta U)^2$$

$$X_{T.макс} = 220,4 \cdot (1 + 0,12)^2 = 276,47 \text{ Ом,}$$

$$X_{T.мин} = 220,4 \cdot (1 - 0,12)^2 = 170,68 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо струми КЗ на шинах НН (точка КЗ1):

$$I_{K.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин})} = \frac{115}{\sqrt{3}(12 + 170,68)} = 0,363 \text{ кА}$$

$$I_{K.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс})} = \frac{115}{2(18 + 276,47)} = 0,195 \text{ кА}$$

3.1 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов:

а) відбудова від стрибка струму намагнічування:

$$I_{с.з} = k_{отс} I_{НОМ} = 1,5 \cdot 32 = 48 \text{ А}$$

де $k_{отс}$ – коефіцієнт відбудови,

$$I_{НОМ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,032 \text{ кА} = 32 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу

$$I_{с.з} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) I_{K.макс(K2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) 363 = 119,79 \text{ А}$$

Прийmemo $I_{с.з.} = 119,79 \text{ А}$.

Визначаємо чутливість захисту при КЗ на НН при мінімальному регулюванні

$$k_{ч} = \frac{I_{K.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{195}{119,79} = 1,636$$

Це значення дещо менше нормованого, але вже при номінальному коефіцієнт трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{K.мин}^{(2)} = \frac{115}{2(18 + 220,4)} = 0,24 \text{ кА} = 241 \text{ А}$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується:

$$k_u = \frac{241}{119,79} = 2,012$$

3.2 Вибір уставок реле ДЗТ

Первинний і вторинний струми трансформатора визначаємо за формулами

$$I_{\text{НОМ.н}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ.н}}}, \quad I_{\text{В.НОМ.н}} = \frac{I_{\text{НОМ.н}} k_{\text{СХ.н}}}{K_{\text{І.н}}} \quad \text{і заносимо в таблицю № 22. В якості основної}$$

обираємо низьку сторону (11кВ).

Струм спрацьовування реле для основно боку:

$$I_{\text{с.р.н}} = \frac{I_{\text{с.з}} k_{\text{СХ}} \left(\frac{U_{\text{НОМ.расч}}}{U_{\text{НОМ.н}}} \right)}{K_{\text{І.н}}} = \frac{119,79 \cdot 1 \cdot \frac{115}{11}}{\frac{800}{5}} = 7,827 \text{ A}$$

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для основної сторони:

$$w_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{сп}}}{I_{\text{с.р.осн}}} = \frac{100}{7,827} = 12,776 \text{ витка. Приймаємо 12 витків, що відповідає фактич-}$$

ному току спрацьовування реле: $\frac{100}{12} = 8,333 \text{ A}$.

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для високої сторони трансформатора: $w_{\text{расч}} = 12 \frac{2,069}{2,771} = 8,96$ витків. Приймаємо 9 витків.

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання:

$$I_{\text{с.з}} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) I_{\text{к.макс}(K2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,0045) 363 = 122,24 \text{ A}$$

$$\text{де } \Delta w_I = \frac{w_{\text{Iрасч}} - w_I}{w_{\text{Iрасч}}} = \frac{8,96 - 9}{8,96} = 0,0045$$

Уточнений струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{с.р.н}} = \frac{I_{\text{с.з}} k_{\text{СХ}} \left(\frac{U_{\text{НОМ.расч}}}{U_{\text{НОМ.н}}} \right)}{K_{\text{І.н}}} = \frac{122,24 \cdot 1 \cdot \frac{115}{11}}{\frac{800}{5}} = 7,987 \text{ A}$$

Оскільки уточнений струм спрацьовування реле (7,987 А) менше фактичного (8,333 А), то вибір робочих витків закінчено.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.2 – Визначення струмів трансформатора

Значення параметрів	I- ВН, 115кВ	II- НН, 11кВ
$I_{НОМ}, A$	$I_{НОМ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 32A$	$I_{НОМ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 11} = 331A$
K_{In}	100/5	800/5
Схема з'єднання ТС	Трикутник	Зірка
$I_{в.НОМ}, A$	$I_{в.НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{сх.н}}{K_{I.н}} = \frac{32 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 2,771A$	$I_{в.НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{сх.н}}{K_{I.н}} = \frac{331}{800/5} = 2,069A$

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання:

$$I_{с.з} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_2) I_{к.макс(K2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,061) 363 = 153A$$

$$\text{де } \Delta w_2 = \frac{w_{Ippac} - w_I}{w_{Ippac}} = \frac{12,776 - 12}{12,776} = 0,061$$

Кількість витків гальмівний обмотки:

$$w_{торм} = \frac{k_3 I_{нб.расч} w_{раб.н}}{I_{к.мах} tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 153 \cdot 12}{363 \cdot 0,75} = 10,116$$

Таким чином до установки на реле приймаємо такі витки:

$$w_1 = 11, w_2 = 12, w_{торм} = 10 \text{ витків.}$$

Чутливість захисту визначаємо наближено за первинними струмів при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора:

$$k_q = \frac{122,24}{48} = 2,547 > 2 \text{ і } k_q = \frac{241}{48} = 5,02 > 2, \text{ чутливість забезпечується.}$$

3.3 Розрахунок максимального струмового захисту

Для двохобмоточних трансформаторів з одностороннім живленням в якості резервного захисту рекомендується установка з боку живлення МСЗ.

Струм спрацьовування МСЗ:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_g} k_c I_{нагр.макс} = \frac{1,2}{0,8} 2 \cdot 32 = 96A$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

Чутливість захисту при КЗ на шинах НН в мінімальному розрахунковому режимі:

$$k_u = \frac{195}{96} = 2,0315$$

Чутливість захисту забезпечується.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

4 Розрахунок грозозахисту ВРП-110 кВ

Вихідні данні до розрахунку

$A = B = 44 \text{ м}; L1 = 28 \text{ м}; L2 = 20 \text{ м}; L3 = 32 \text{ м}; L4 = 8 \text{ м}; L5 = 8 \text{ м}; h_x = 6 \text{ м};$

Імовірність прориву блискавки через зону захисту $P_{\text{ПР}} = 0,005$.

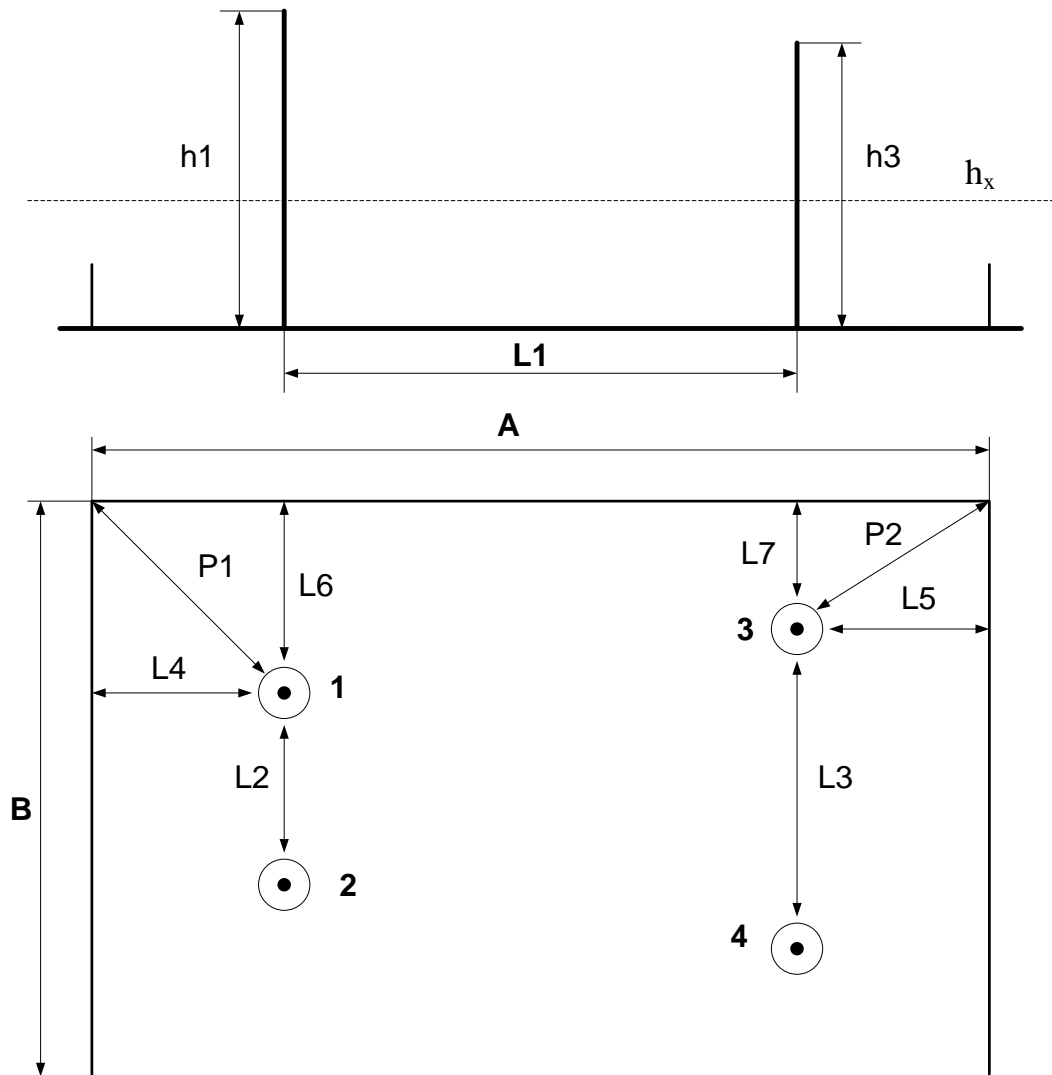


Рисунок 4.1 – Схема розміщення блискавковідводів

Визначаємо $L6$ і $L7$.

$$L6 = \frac{B - L2}{2} = \frac{44 - 20}{2} = 12 \text{ м}$$

$$L7 = \frac{B - L3}{2} = \frac{44 - 32}{2} = 4 \text{ м};$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Саламех Башар			Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Василега П.О.					55	69
Реценз.						СумДУ, ЕТ-71		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський І.Л.						

Визначаємо P1 и P2.

$$P1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{8^2 + 12^2} = 14,42 м$$

$$P2 = \sqrt{L_5^2 + L_7^2} = \sqrt{8^2 + 4^2} = 8,94 м$$

Визначаємо висоту блискавковідводів h1 і h2 (h1 = h2), якщо r_{x1} = P1 на висоті h_x:

для блискавковідводів №1 і №2:

$$\begin{cases} h_{01} = 0,85 \cdot h_1 = 17,6 м, \\ r_{x1} = (1,1 - 0,002h_1) \cdot (h_1 - \frac{h_x}{0,85}), h_1 = 20,7 м, \\ r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = 21,91 м. \end{cases}$$

$$r_{x1} = 1,1 \cdot h_1 - 0,002h_1^2 - 1,1 \frac{h_x}{0,85} + 0,002 \frac{h_1 \cdot h_x}{0,85},$$

$$0,002h_1^2 - (1,1 + 0,002 \frac{h_x}{0,85})h_1 + 1,1 \frac{h_x}{0,85} + r_{x1} = 0,$$

$$h_{12} = 20,7 м.$$

Визначаємо висоту блискавковідводів h3 і h4 (h3 = h4), якщо r_{x2} = P2 на висоті h_x:

для блискавковідводів №3 и №4:

$$\begin{cases} h_{04} = 0,85 \cdot h_4 = 13,18 м, \\ r_{x4} = (1,1 - 0,002h_4) \cdot (h_4 - \frac{h_x}{0,85}), h_{34} = 15,5 м, \\ r_{04} = (1,1 - 0,002 \cdot h_4) \cdot h_4 = 16,57 м. \end{cases}$$

$$0,002h_4^2 - (1,1 + 0,002 \frac{h_x}{0,85})h_4 + 1,1 \frac{h_x}{0,85} + r_{x4} = 0,$$

$$h_{34} = 15,5 м.$$

Визначаємо відстані між блискавковідводами:

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

$$L_8 = \sqrt{(L_1)^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{28^2 + \left(\frac{32 - 20}{2}\right)^2} = 28,64\text{м},$$

$$L_9 = \sqrt{(L_3 - (L_6 - L_7))^2 + (L_1)^2} = \sqrt{(32 - (12 - 4))^2 + (28)^2} = 36,88\text{м},$$

Визначаємо параметри внутрішньої зони захисту блискавковідводів 1 і 2 однакової висоти, і оскільки $L_2 \leq h_{12}$, тоді:

$$\begin{cases} h_{\min 12} = h_{01} = 17,6\text{м} \\ d_{x12} = r_{x12} = 14,48\text{м} \end{cases}$$

Визначаємо параметри внутрішньої зони захисту блискавковідводів 3 і 4 однакової висоти, і оскільки $L_3 > h_{34}$, тоді:

$$\begin{cases} h_{\min 34} = h_{03} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_{34}) \cdot (l - h_{34}) = 10,3\text{м} \\ d_{x34} = r_{03} \cdot (h_{\min 34} - h_x) / h_{\min 34} = 6,92\text{м} \end{cases}$$

Визначаємо параметри внутрішньої зони захисту блискавковідводів 1 і 3 різної висоти, і оскільки $L_8 > h_{13}$, тоді:

$$\begin{cases} h_{\min 13} = 17,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20,7) \cdot (28,64 - 20,7) = 16,2\text{м} \\ h_{\min 31} = 13,18 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15,55) \cdot (28,64 - 15,5) = 10,89\text{м} \end{cases}$$

$$\begin{cases} h_{\text{cmin}13} = \frac{h_{\min 13} + h_{\min 31}}{2} = \frac{16,2 + 10,89}{2} = 13,54\text{м}, \\ r_{\text{c}0} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{21,91 + 16,57}{2} = 19,24\text{м}, \\ d_{\text{c}x} = \frac{(h_{\text{cmin}13} - h_x) \cdot r_{\text{c}0}}{h_{\text{cmin}13}} = \frac{(13,54 - 6) \cdot 19,24}{13,54} = 10,71\text{м}. \end{cases}$$

$$h_{\text{cmin}13} = h_{\text{cmin}24} = 13,54\text{м}$$

$$r_{\text{co}13} = r_{\text{co}24} = r_{\text{co}14} = r_{\text{co}23} = 19,24\text{м}$$

$$d_{\text{cx}13} = d_{\text{cx}24} = 10,71\text{м}$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$l_{x13} = l_{x24} = \frac{l8}{2} = \frac{28,64}{2} = 14,32\text{м}$$

Визначаємо параметри внутрішньої зони захисту блискавковідводів 1 і 4 різної висоти, і оскільки $L9 > h14$, тоді:

$$\begin{cases} h_{\min 14} = 17,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20,7) \cdot (36,88 - 20,7) = 14,75\text{м} \\ h_{\min 41} = 13,18 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15,55) \cdot (36,88 - 15,5) = 9,45\text{м} \end{cases}$$

$$\begin{cases} h_{\text{сmin}14} = \frac{h_{\min 14} + h_{\min 41}}{2} = \frac{14,75 + 9,45}{2} = 12,1\text{м}, \\ r_{\text{с}0} = \frac{r_{\text{o}1} + r_{\text{o}4}}{2} = \frac{21,91 + 16,57}{2} = 19,24\text{м}, \\ d_{\text{сx}} = \frac{(h_{\text{сmin}14} - h_x) \cdot r_{\text{с}0}}{h_{\text{сmin}14}} = \frac{(12,1 - 6) \cdot 19,24}{12,1} = 9,7\text{м}. \end{cases}$$

$$h_{\text{сmin}14} = h_{\text{сmin}23} = 12,1\text{м}$$

$$r_{\text{сo}13} = r_{\text{сo}24} = r_{\text{сo}14} = r_{\text{сo}23} = 19,24\text{м}$$

$$d_{\text{сx}14} = d_{\text{сx}23} = 9,7\text{м}$$

$$l_{x14} = l_{x23} = \frac{l9}{2} = \frac{36,88}{2} = 18,44\text{м}$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

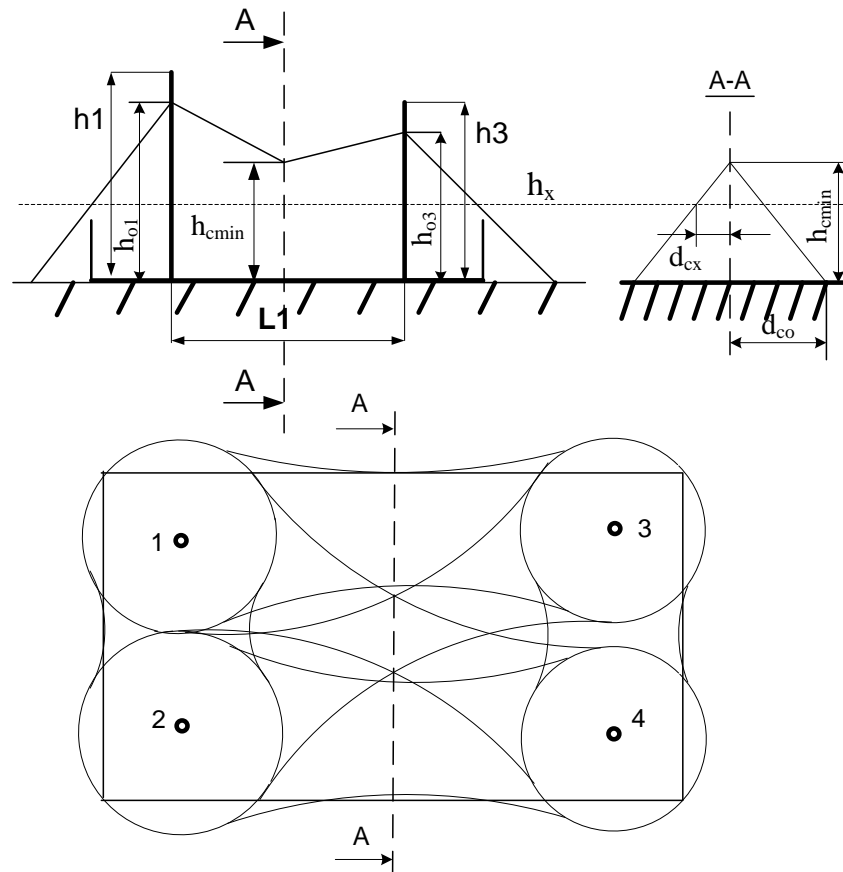


Рисунок 4.2 – Зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

5 Розрахунок опору контуру заземлення ВРП-110кВ

Контур заземлення виконаний у вигляді сітки горизонтальних смуг і вертикальних електродів, розміщеними в вузлах сітки по її периметру. Крок сітки 10м, Довжина вертикальних електродів $l = 10\text{м}$.

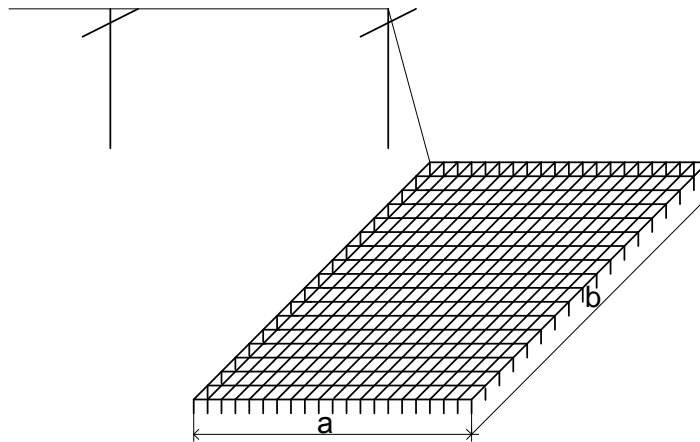


Рисунок 5.1 – Схема контуру заземлення ВРП-110 кВ

$$R_3 \leq 0,5\text{Ом.}$$

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах:

$$\rho_p = 1,4 \cdot 98 = 137,2\text{Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_{TP} = \frac{2,4 \cdot 10^{-3} \cdot 210}{2} = 0,252\text{Ом}$$

Опір заземлення системи трос-опора:

$$R_{TP.ОП.} = \sqrt{0,252 \cdot 15} = 1,944\text{Ом}$$

Отримане опір системи трос-опора вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{TP.ОП.} = R_{ПР}$$

Допустимий опір $R_{доп}$ штучного заземлювача при наявності природного заземлювача:

$$R_{доп.} = \frac{R_{TP.ОП.} \cdot R_3}{R_{TP.ОП.} + R_3};$$

$R_{доп}$ у мережі з заземленою нейтраллю $R_{доп} \leq 0,5 \text{ Ом}$.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Саламех Башар			Розрахунок параметрів, режимів та обладнання електричних мереж та заходів по енергозбереженню в них	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Василега П.О.					60	69
Реценз.						СумДУ, ЕТ-71		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський І.Л.						

$$R_3 = \frac{1,944 \cdot 0,5}{1,944 - 0,5} = 0,673;$$

$$L = 19 \cdot 210 + 22 \cdot 180 = 7950 \text{ м.}$$

$$R_{3P} = \rho_P \left(\frac{a}{b} + \frac{1}{L + l \cdot n} \right) = 137,2 \cdot \left(\frac{180}{210} + \frac{1}{7950 + 74 \cdot 10} \right) = 0,298 \text{ Ом.}$$

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Висновки

В бакалаврській роботі була розрахована електрична мережа, обрані провода ліній електропередавання, силові трансформатори. Розраховані різні режими роботи електричної мережі, а саме: нормальний режим роботи, режим роботи мережі за мінімальних навантажень і аварійний режим роботи мережі.

Для підстанції ПС-3 було обрано електричне обладнання: силові трансформатори. Трансформатори струму і напруги по стороні ВН і НН, вимикачі, роз'єднувачі. З релейного захисту і автоматики розраховано диференційний захист силових трансформаторів, максимальний струмовий захист. Також для підстанції ПС-3 був розрахований грозозахист і заземлюючий пристрій підстанції.

З розрахунків за різних режимів роботи мережі можна сказати наступне, що за мінімальних навантажень і аварійного режиму роботи мережі для приведення напруги до номінальних значень по низькій стороні (у кінцевого споживача) необхідно на підстанції ПС-3 оперувати РПН трансформаторів. Тому і були обрані силові трансформатори з можливістю регулювання напруги по високій стороні за допомогою РПН.

Трансформатори струму і напруги були обрані за номінальними значенням каталожних даних на апарат і порівнянню з розрахунковими даними. Трансформатори власних потреб були обрані за загальною потужність споживання власних потреб.

З розрахунку і побудови грозозахисту ПС-3 було перевірено зони захисту від дії, як поодиноких громовідводів так і за спільного їх дії на висоті захисту електричного обладнання підстанції h_x . З розрахунків умова захисту від прямих ударів блискавки виконується.

За розрахунку заземлюючого пристрою підстанції були розраховані кількість вертикальних заземлювачів і довжину горизонтальних заземлювачі. За тієї кількості заземлювачів розрахунковий опір загального заземлюючого пристрою підстанції відповідає вимогам ПУЕ.

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Список використаних джерел

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. -52 с
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.
http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf

									Арк.
									63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ

- 9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.
- 10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.
- 11 Кідиба В.П. [Релейний захист електроенергетичних систем](#): Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
- 12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.
- 13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с
- <http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>
- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).
- 15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, ІДТ).
- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.

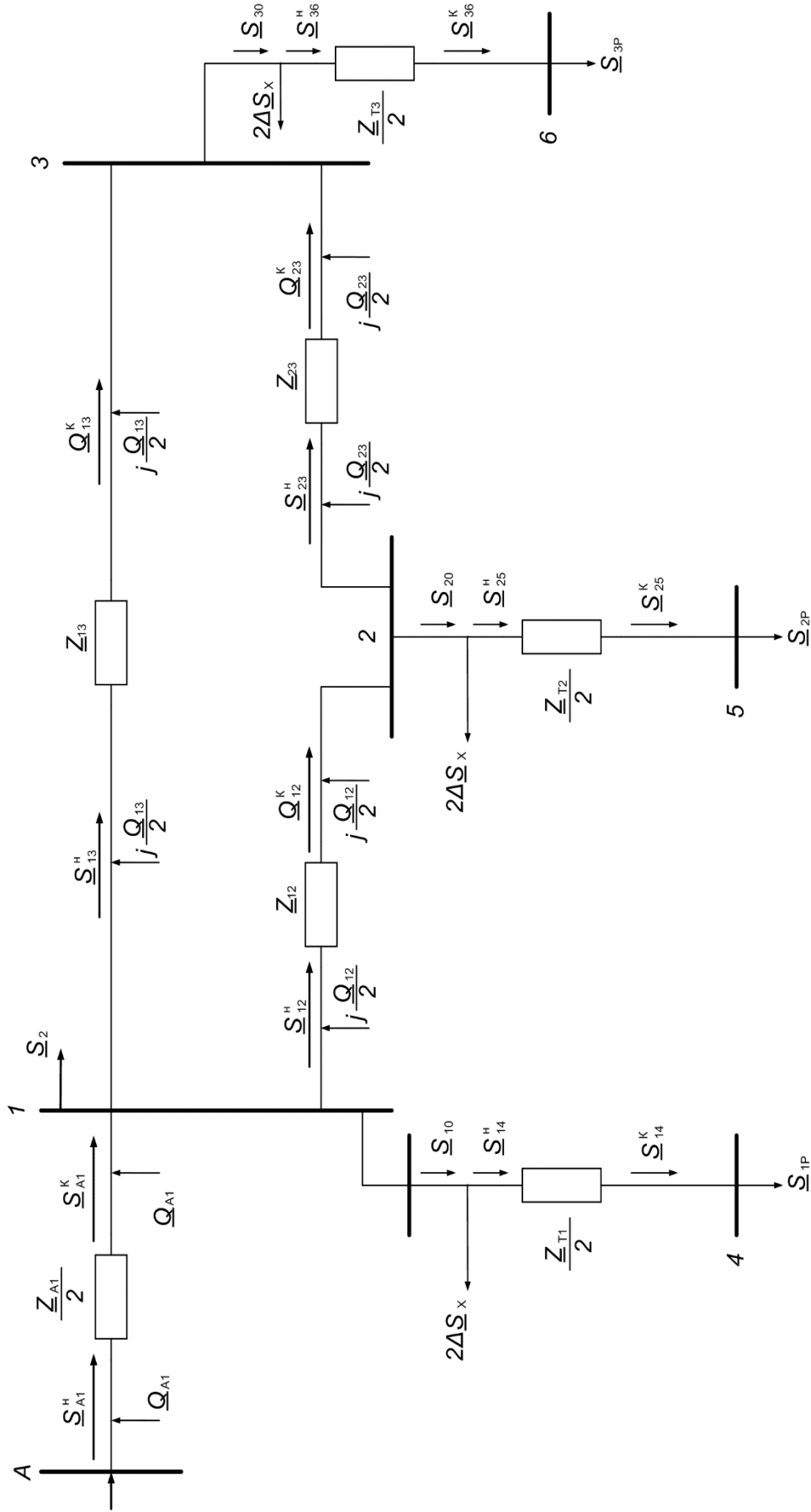
					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 17 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).
- 18 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 - 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).
- 19 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів, текст «Правил» відповідає офіційному тексту нової редакції, яка затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.02.2012 №91, зі змінами та доповненнями від 16.11.2012 (наказ № 905), від 16.05.2013 (наказ № 273), та від 11.01.2017 (наказ № 7).

					БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

Додаток 2

Схема заміщення електричної мережі



БР.141.585 ЕТ-71 ПЗ		Лист	Масштаб
№ докум.	Лист	№ докум.	Лист
Схема заміщення електричної мережі			
Лист 01		Лист 08	
Лист 02		Лист 09	
Лист 03		Лист 10	
Лист 04		Лист 11	
Лист 05		Лист 12	
Лист 06		Лист 13	
Лист 07		Лист 14	
Лист 08		Лист 15	
Лист 09		Лист 16	
Лист 10		Лист 17	
Лист 11		Лист 18	
Лист 12		Лист 19	
Лист 13		Лист 20	
Лист 14		Лист 21	
Лист 15		Лист 22	
Лист 16		Лист 23	
Лист 17		Лист 24	
Лист 18		Лист 25	
Лист 19		Лист 26	
Лист 20		Лист 27	
Лист 21		Лист 28	
Лист 22		Лист 29	
Лист 23		Лист 30	
Лист 24		Лист 31	
Лист 25		Лист 32	
Лист 26		Лист 33	
Лист 27		Лист 34	
Лист 28		Лист 35	
Лист 29		Лист 36	
Лист 30		Лист 37	
Лист 31		Лист 38	
Лист 32		Лист 39	
Лист 33		Лист 40	
Лист 34		Лист 41	
Лист 35		Лист 42	
Лист 36		Лист 43	
Лист 37		Лист 44	
Лист 38		Лист 45	
Лист 39		Лист 46	
Лист 40		Лист 47	
Лист 41		Лист 48	
Лист 42		Лист 49	
Лист 43		Лист 50	
Лист 44		Лист 51	
Лист 45		Лист 52	
Лист 46		Лист 53	
Лист 47		Лист 54	
Лист 48		Лист 55	
Лист 49		Лист 56	
Лист 50		Лист 57	
Лист 51		Лист 58	
Лист 52		Лист 59	
Лист 53		Лист 60	
Лист 54		Лист 61	
Лист 55		Лист 62	
Лист 56		Лист 63	
Лист 57		Лист 64	
Лист 58		Лист 65	
Лист 59		Лист 66	
Лист 60		Лист 67	
Лист 61		Лист 68	
Лист 62		Лист 69	
Лист 63		Лист 70	
Лист 64		Лист 71	
Лист 65		Лист 72	
Лист 66		Лист 73	
Лист 67		Лист 74	
Лист 68		Лист 75	
Лист 69		Лист 76	
Лист 70		Лист 77	
Лист 71		Лист 78	
Лист 72		Лист 79	
Лист 73		Лист 80	
Лист 74		Лист 81	
Лист 75		Лист 82	
Лист 76		Лист 83	
Лист 77		Лист 84	
Лист 78		Лист 85	
Лист 79		Лист 86	
Лист 80		Лист 87	
Лист 81		Лист 88	
Лист 82		Лист 89	
Лист 83		Лист 90	
Лист 84		Лист 91	
Лист 85		Лист 92	
Лист 86		Лист 93	
Лист 87		Лист 94	
Лист 88		Лист 95	
Лист 89		Лист 96	
Лист 90		Лист 97	
Лист 91		Лист 98	
Лист 92		Лист 99	
Лист 93		Лист 100	
Лист 94		Лист 101	
Лист 95		Лист 102	
Лист 96		Лист 103	
Лист 97		Лист 104	
Лист 98		Лист 105	
Лист 99		Лист 106	
Лист 100		Лист 107	
Лист 101		Лист 108	
Лист 102		Лист 109	
Лист 103		Лист 110	
Лист 104		Лист 111	
Лист 105		Лист 112	
Лист 106		Лист 113	
Лист 107		Лист 114	
Лист 108		Лист 115	
Лист 109		Лист 116	
Лист 110		Лист 117	
Лист 111		Лист 118	
Лист 112		Лист 119	
Лист 113		Лист 120	
Лист 114		Лист 121	
Лист 115		Лист 122	
Лист 116		Лист 123	
Лист 117		Лист 124	
Лист 118		Лист 125	
Лист 119		Лист 126	
Лист 120		Лист 127	
Лист 121		Лист 128	
Лист 122		Лист 129	
Лист 123		Лист 130	
Лист 124		Лист 131	
Лист 125		Лист 132	
Лист 126		Лист 133	
Лист 127		Лист 134	
Лист 128		Лист 135	
Лист 129		Лист 136	
Лист 130		Лист 137	
Лист 131		Лист 138	
Лист 132		Лист 139	
Лист 133		Лист 140	
Лист 134		Лист 141	
Лист 135		Лист 142	
Лист 136		Лист 143	
Лист 137		Лист 144	
Лист 138		Лист 145	
Лист 139		Лист 146	
Лист 140		Лист 147	
Лист 141		Лист 148	
Лист 142		Лист 149	
Лист 143		Лист 150	
Лист 144		Лист 151	
Лист 145		Лист 152	
Лист 146		Лист 153	
Лист 147		Лист 154	
Лист 148		Лист 155	
Лист 149		Лист 156	
Лист 150		Лист 157	
Лист 151		Лист 158	
Лист 152		Лист 159	
Лист 153		Лист 160	
Лист 154		Лист 161	
Лист 155		Лист 162	
Лист 156		Лист 163	
Лист 157		Лист 164	
Лист 158		Лист 165	
Лист 159		Лист 166	
Лист 160		Лист 167	
Лист 161		Лист 168	
Лист 162		Лист 169	
Лист 163		Лист 170	
Лист 164		Лист 171	
Лист 165		Лист 172	
Лист 166		Лист 173	
Лист 167		Лист 174	
Лист 168		Лист 175	
Лист 169		Лист 176	
Лист 170		Лист 177	
Лист 171		Лист 178	
Лист 172		Лист 179	
Лист 173		Лист 180	
Лист 174		Лист 181	
Лист 175		Лист 182	
Лист 176		Лист 183	
Лист 177		Лист 184	
Лист 178		Лист 185	
Лист 179		Лист 186	
Лист 180		Лист 187	
Лист 181		Лист 188	
Лист 182		Лист 189	
Лист 183		Лист 190	
Лист 184		Лист 191	
Лист 185		Лист 192	
Лист 186		Лист 193	
Лист 187		Лист 194	
Лист 188		Лист 195	
Лист 189		Лист 196	
Лист 190		Лист 197	
Лист 191		Лист 198	
Лист 192		Лист 199	
Лист 193		Лист 200	
Лист 194		Лист 201	
Лист 195		Лист 202	
Лист 196		Лист 203	
Лист 197		Лист 204	
Лист 198		Лист 205	
Лист 199		Лист 206	
Лист 200		Лист 207	
Лист 201		Лист 208	
Лист 202		Лист 209	
Лист 203		Лист 210	
Лист 204		Лист 211	
Лист 205		Лист 212	
Лист 206		Лист 213	
Лист 207		Лист 214	
Лист 208		Лист 215	
Лист 209		Лист 216	
Лист 210		Лист 217	
Лист 211		Лист 218	
Лист 212		Лист 219	
Лист 213		Лист 220	
Лист 214		Лист 221	
Лист 215		Лист 222	
Лист 216		Лист 223	
Лист 217		Лист 224	
Лист 218		Лист 225	
Лист 219		Лист 226	
Лист 220		Лист 227	
Лист 221		Лист 228	
Лист 222		Лист 229	
Лист 223		Лист 230	
Лист 224		Лист 231	
Лист 225		Лист 232	
Лист 226		Лист 233	
Лист 227		Лист 234	
Лист 228		Лист 235	
Лист 229		Лист 236	
Лист 230		Лист 237	
Лист 231		Лист 238	
Лист 232		Лист 239	
Лист 233		Лист 240	
Лист 234		Лист 241	
Лист 235		Лист 242	
Лист 236		Лист 243	
Лист 237		Лист 244	
Лист 238		Лист 245	
Лист 239		Лист 246	
Лист 240		Лист 247	
Лист 241		Лист 248	
Лист 242		Лист 249	
Лист 243		Лист 250	
Лист 244		Лист 251	
Лист 245		Лист 252	
Лист 246		Лист 253	
Лист 247		Лист 254	
Лист 248		Лист 255	
Лист 249		Лист 256	
Лист 250		Лист 257	
Лист 251		Лист 258	
Лист 252		Лист 259	
Лист 253		Лист 260	
Лист 254		Лист 261	
Лист 255		Лист 262	
Лист 256		Лист 263	
Лист 257		Лист 264	
Лист 258		Лист 265	
Лист 259		Лист 266	
Лист 260		Лист 267	
Лист 261		Лист 268	
Лист 262		Лист 269	
Лист 263		Лист 270	
Лист 264		Лист 271	
Лист 265		Лист 272	
Лист 266		Лист 273	
Лист 267		Лист 274	
Лист 268		Лист 275	
Лист 269		Лист 276	
Лист 270		Лист 277	
Лист 271		Лист 278	
Лист 272		Лист 279	
Лист 273		Лист 280	
Лист 274		Лист 281	
Лист 275		Лист 282	
Лист 276		Лист 283	
Лист 277		Лист 284	
Лист 278		Лист 285	
Лист 279		Лист 286	
Лист 280		Лист 287	
Лист 281		Лист 288	
Лист 282		Лист 289	
Лист 283		Лист 290	
Лист 284		Лист 291	
Лист 285		Лист 292	
Лист 286		Лист 293	
Лист 287		Лист 294	
Лист 288		Лист 295	
Лист 289		Лист 296	
Лист 290		Лист 297	
Лист 291		Лист 298	
Лист 292		Лист 299	
Лист 293		Лист 300	
Лист 294		Лист 301	
Лист 295		Лист 302	

