

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
освітньо-професійної програми
«Електротехнічні системи електроспоживання»
на тему: «Розрахунок нормального режиму роботи високовольтної підстанції
та електричної мережі»

здобувача групи ЕТдн-04П _____ Дідусенко А.О.

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

_____Анатолій ДІДУСЕНКО
(підпис) (Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник ст. викл., к.т.н _____ Сергій ЛЕБЕДКА

Суми – 2024

РЕФЕРАТ

с. 57 рис. 12, табл. 32

Бібліографічний опис: Дідусенко А.О. Розрахунок нормального режиму роботи високовольтної підстанції та електричної мережі [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / А.О. Дідусенко; керівник М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2023. – 77 с.

Ключові слова силовий трансформатор, втрати потужності в мережі, схема заміщення, поточкорозподіл, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, стрижневий блискавкозахист підстанції, заземлення підстанції
power transformer, power losses in the network, substitution scheme, flow distribution, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, differential current protection of the transformer, rod lightning protection of the substation, grounding of the substation

Короткий огляд.

метою даної бакалаврської роботи розрахувати та вибрати найбільш енергоефективну конфігурацію електричної мережі та перевірити її надійності під час нормальної та аварійної роботи. Для досягнення цієї мети, необхідно провести розрахунок електричної частини підстанції, визначити номінальні параметри мережі та вибрати обладнання, що відповідає цим параметрам. На підстанції потрібно встановити силові вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги, трансформатор власних потреб та збірні шини.

Необхідно розрахувати релейний захист силового трансформатора, а також визначити зону захисту стрижневого блискавкозахисту та оптимальну зону заземлюючого пристрою

						Арк.
						3
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВРП – ввідно-розподільний пристрій.

ЗРП – закритий розподільний пункт.

к. з. – коротке замикання.

КРП – компенсація реактивної потужності.

ЛЕП – лінія електропередавання.

ПЛ – повітряна лінія електропередавання із застосуванням неізолюваних проводів.

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок.

РП – розподільний пункт.

РПН – регулювання під навантаженням

РУ – розподільний пристрій.

ТП – трансформаторна підстанція.

						Арк.
						4
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Дана робота присвячена проектуванню конфігурації розподілення електричної мережі та її перевірки в наступних режимах: нормальний, мінімальний й аварійний.

Для аналізу електричної мережі необхідно виконати наступні завдання:

- Спроекувати оптимальну конфігурацію електричної мережі для розподілення електричної енергії;
- потрібно розрахувати довжини ліній електропередачі;
- обчислити струми та напруги на ділянках без урахування втрат та зробити вибір проводів для ліній;
- зробити вибір силових трансформаторів;
- обчислити перетоки потужності, втрати потужності, втрати напруги та електроенергії;
- зробити перевірку надійності мережі, у випадку аварійної ситуації, мережа повинна забезпечувати постійне постачання електроенергією споживачів відповідних категорій, що підтверджується розрахунками.

Для електричних підстанцій необхідно:

- розрахувати їх електричну частину та вибрати силові трансформатори;
- розрахувати струми коротких замикань та на основі них вибрати високовольтні апарати розподільчого пристрою, струмоведучі частини;
- вибрати шини розподільчого пристрою, електровимірювальні трансформатори струму і напруги, трансформатори власних потреб.

Для силового трансформатора розрахувати подовжній диференційний струмий релейний захист. Обчислити кількість витків обмоток реле.

Провести розрахунок блискавковідводу та заземлення підстанції.

						Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Постановка завдання

Вихідні данні до розрахунку приведені в табл. 1.1, вихідна схема – на рис. 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні данні

№ схеми	Довжина ПЛ, км				Потужності навантаження, МВА			
	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S_1	S_2	S_3	S_4
3	50	40	20	-	$\frac{60+j30}{I}$	$\frac{40+j20}{II}$	$\frac{15+j10}{III}$	$\frac{10+j5}{II}$

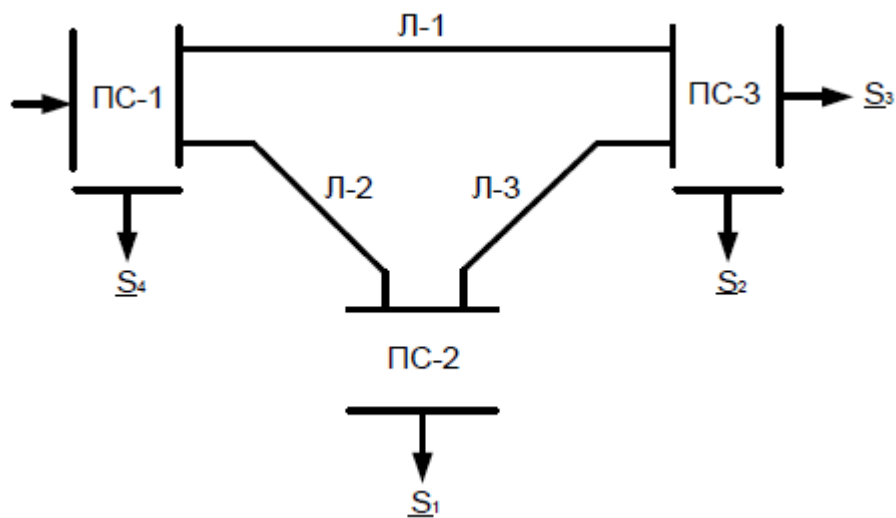


Рисунок 1.1 – Вихідна схема для розрахунку

1.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рис. 1.2, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за наступними формулами та схемою заміщення:

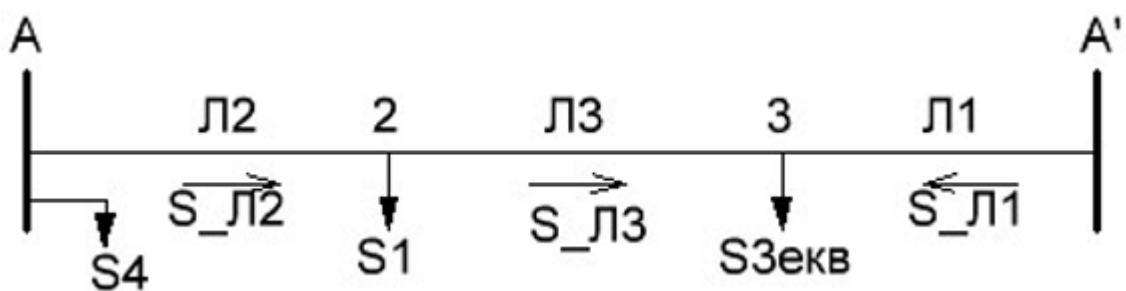


Рисунок 1.2 – Схема заміщення вихідної мережі

Еквіваленте навантаження вузла 2, МВА:

$$S_{\text{зекв}} = S_2 + S_3 = 55 + j30$$

Потік потужності на ділянці А-2, МВА:

$$S_{\text{Л2}} = \frac{S_1 \cdot (L_3 + L_1) + S_{\text{зекв}} \cdot L_1}{L_1 + L_2 + L_3} = 63,182 + j32,727$$

Потік потужності на ділянці А-3, МВА:

$$S_{\text{Л1}} = \frac{S_{\text{зекв}} \cdot (L_3 + L_2) + S_1 \cdot L_2}{L_1 + L_2 + L_3} = 51,818 + j27,273$$

Складемо баланс потужності для перевірки правильності розрахунку:

$$S_{\text{2екв}} + S_1 = 115 + j60$$

$$S_{\text{Л1}} + S_{\text{Л2}} = 115 + j60$$

Баланс потужності виконується, отже розрахунок виконаний вірно.

Потік потужності на ділянці 2-3, МВА:

$$S_{\text{Л3}} = S_{\text{Л2}} - S_1 = 3,182 + j2,727$$

					Арк.
					8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Враховуючи довжини ліній і потужності, що йде по цих лініях, орієнтовні напруги визначимо по емпіричній формулі Ілларіонова:

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

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Струм в лінії:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.2)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – обрана номінальна напруга.

Зведемо в табл. 1.2 результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при нарузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.2 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ		
			при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1 (А-3)	51,818+j27,273	131,029	307,345	153,672
Л2 (А-2)	63,182+32,727	138,584	373,466	186,733
Л3 (2-3)	3,182+j2,727	35,122	21,995	10,998

						Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За результатами розрахунків бачимо, що при напрузі 110 кВ на лініях Л1 та Л2 струми занадто великі, і у випадку обриву якоїсь з ліній струм в мережі, може досягти неприпустимих значень:

$$I_{Л1} + I_{Л2} = 680,807 \text{ (А)},$$

в той час, як при напрузі 110 кВ максимальний переріз провідника може бути 240/32 мм², що має максимально допустимий струм 605 А. Тому обираємо напругу 220 кВ, та провідник АС-240/32 мм².

Зведемо в таблицю 1.3 результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.3 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Марка проводу	Тривало допустимий струм, А
Л1 (А-3)	153,672	220	АС-240/32	605
Л2 (А-2)	186,733	220	АС-240/32	605
Л3 (2-3)	10,998	220	АС-240/32	605

1.2 Вибір трансформаторів для підстанцій

Визначимо потужність кожного з трансформаторів для підстанцій. При цьому на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що живляться від нього.

Потужність трансформатора на однострансформаторній підстанції:

$$S_{Тном} \geq S_{розр} = S_{i_{max}} \quad (1.3)$$

					Арк.
					10
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА;

$S_{\text{розр}}$ – потужність однострансформаторної підстанції, МВА;

$S_{i\text{max}}$ – максимальна потужність і-го споживача. МВА.

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з врахуванням його перевантажувальної здатності за умовою:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i\text{max}}}{1,4} \quad (1.4)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{ном}}} \quad (1.5)$$

Так як від підстанції ПС-3 живляться 2 споживача, їх сумарна потужність, МВА:

$$S_2 + S_3 = 62,749$$

Кінцевий вибір трансформаторів наведено у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	$S_{\text{розр}}$ (1-го тр), МВА	$S_{\text{ном}}$ (1-го тр), МВА	K_3	Марка тр-ра
1	11,18	II	1	11,18	25	0,447	ТДТН-25000/220
2	67,082	I	2	47,916	63	0,532	ТРДЦН-63000/220

						Арк.
						11
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3	62,749	II, III	2	44,821	63	0,498	ТРДЦН-63000/220
---	--------	---------	---	--------	----	-------	-----------------

Розрахуємо опір та потужність холостого ходу обраних трансформаторів.

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.6)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.7)$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100} \quad (1.8)$$

де R_T та X_T – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

U_{BH} – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги, кВ;

$S_{НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

U_K – напруга короткого замикання, %;

I_x – струм холостого ходу, %.

Результати розрахунку зведемо до табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Каталожні параметри обраних трансформаторів

Тип трансформатора	S_n , МВА	Номінальна напруга, кВ			Втрати, кВт			$U_K, \%$			$I_x, \%$	
		ВН	СН	НН	холостого ходу	короткого замикання			ВН-СН	ВН-НН		СН-НН
						ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	11	45	130	13 5	10 5	12, 5	2 0	6,5	0,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	-	11	70	-	26 5	-	-	1 1, 5	-	0,5

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Таблиця 1.6 – Розрахункові параметри трансформатора ТРДЦН-63000/220

Тип трансформатора	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x кВАр
ТРДЦН-63000/220	3,53	96,56	315

Таблиця 1.7 – Розрахункові параметри трансформатора ТДТН-25000/220

Тип трансформатора	R_T , Ом			X_T , Ом			ΔQ_x кВАр
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/220	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300

1.3 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі

Обчислимо активний, реактивний та повний опори ліній:

$$R_L = r_0 \cdot l_i \quad (1.9)$$

$$X_L = x_0 \cdot l_i \quad (1.10)$$

$$Z_L = R_L + jX_L \quad (1.11)$$

де R_L та X_L – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км;

r_0 та x_0 – питомі активні та реактивні опори ліній, Ом/км;

Z_L – повний опір лінії, Ом.

Зарядна потужність лінії:

$$Q_L = b_0 \cdot l_i \cdot U_{\text{ном}}^2 \quad (1.12)$$

де b_0 – питома ємнісна провідність (См/км);

						Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі, кВ

l_i – довжина лінії, км.

Результати розрахунків зведемо до табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Параметри ліній схеми А

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Q_L , МВАр	Z_L , Ом
			Z_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км		
Л1 (А-3)	50	АС-240/32	$0,118+j0,435$	2,6	6,292	$5,9+j21,75$
Л2 (А-2)	40	АС-240/32	$0,118+j0,435$	2,6	5,034	$4,72+j17,4$
Л3 (2-3)	20	АС-240/32	$0,118+j0,435$	2,6	2,517	$2,36+j8,7$

Розрахунок втрат потужності будемо проводити з кінця мережі. Також враховуємо втрати потужності холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблиці 3.3), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Споживану потужність підстанцій знаходимо за формулою:

$$S_{\text{Псі}} = S_i + (\Delta P_x + j\Delta Q_x) \quad (1.13)$$

де $S_{\text{іном}}$ – максимальна потужність споживача (споживачів), що підключені до цієї підстанції, МВА;

ΔP_x , ΔQ_x – втрати активної та реактивної потужності холостого ходу в трансформаторі, МВт, МВАр.

Розрахунок втрат потужності в лінії з урахуванням зарядної потужності проводимо за формулою:

$$\Delta S = \left(\frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \right) + Q_L \quad (1.14)$$

						Арк.
						14
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де P – активна потужність на ділянці, МВт;
 Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;
 Z – опір ділянки, Ом;
 Q_L – зарядна потужність лінії, МВАр.

Розрахунок будемо проводити за такою схемою заміщення за рис. 1.3:

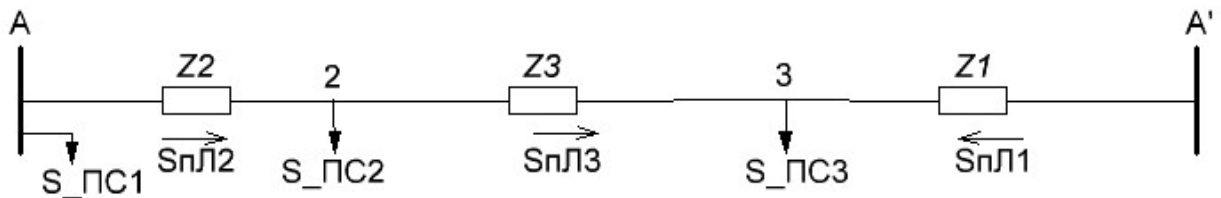


Рисунок 1.3 – Схема заміщення мережі з врахованими опорами ліній

Споживана потужність підстанції ПС-1, МВА:

$$S_{ПС1} = S_4 + (\Delta P_{T1x} + j\Delta Q_{T1x}) = 10,045 + j5,3$$

Споживана потужність підстанції ПС-2, МВА:

$$S_{ПС2} = S_1 + (2 * \Delta P_{T2x} + j2 * \Delta Q_{T2x}) = 60,14 + j30,63$$

Споживана потужність підстанції ПС-3, МВА:

$$S_{ПС3} = S_2 + S_3 + (2 * \Delta P_{T2x} + j2 * \Delta Q_{T2x}) = 55,14 + j30,63$$

Потік потужності на ділянці А-2, МВА:

$$S_{Л2} = \frac{S_{ПС2} * (Z_3 + Z_1) + S_{ПС3} * Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z_3} = 63,335 + j33,415$$

Потік потужності на ділянці А-3, МВА:

$$S_{Л1} = \frac{S_{ПС3} * (Z_3 + Z_2) + S_{ПС2} * Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_3} = 51,945 + j27,845$$

Складемо баланс потужності для перевірки правильності розрахунку:

$$S_{ПС2} + S_{ПС3} = 115,28 + j61,26$$

$$S_{Л1} + S_{Л2} = 115,28 + j61,26$$

Баланс потужності виконується, отже розрахунок виконаний вірно.

Потік потужності на ділянці 2-3, МВА:

$$S_{Л3} = S_{Л2} - S_{ПС2} = 3,195 + j2,785$$

						Арк.
						15
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Можемо зробити висновок, що точка 3 є точкою поточкорозподілу, яка утворює дві розімкнуті лінії А-3' та А'-3'' за рис. 1.4.

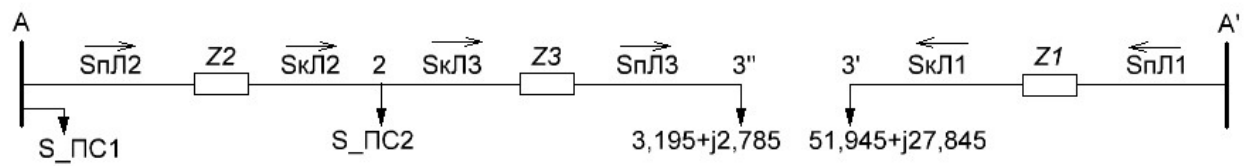


Рисунок 1.4 – Схема заміщення схеми для розрахунку втрат потужності з точкою поточкорозподілу

Розглянемо лінію А-3'. За кінцеву потужність приймемо, МВА:

$$S_{Л1}^K = 51,945 + j27,845$$

Втрати потужності на ділянці А-3', МВА:

$$\Delta S_{Л1} = \left(\frac{P_{Л1}^2 + Q_{Л1}^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_1 \right) + Q_{Л1} = 0,234 + j7,156$$

Початкова потужність на ділянці А-3', МВА:

$$S_{Л1}^П = S_{Л1}^K + \Delta S_{Л1} = 52,18 + j35,002$$

Перейдемо до ділянки 2-3''. Потужність в кінці ділянки, МВА:

$$S_{Л3}^K = 3,195 + j2,785$$

Втрати потужності на ділянці 2-3'', МВА:

$$\Delta S_{Л3} = \left(\frac{P_{Л3}^2 + Q_{Л3}^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_3 \right) + Q_{Л3} = 1,196 * 10^{-4} + j2,517$$

Початкова потужність на ділянці 2-3'', МВА:

$$S_{Л3}^П = S_{Л3}^K + \Delta S_{Л3} = 3,195 + j5,302$$

Потужність в кінці ділянки А-2, МВА:

$$S_{Л2}^K = S_{Л3}^П + S_{ПС2} = 63,335 + j35,932$$

Втрати потужності на ділянці А-2, МВА:

$$\Delta S_{Л2} = \left(\frac{P_{Л2}^2 + Q_{Л2}^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_2 \right) + Q_{Л2} = 0,265 + j6,012$$

Початкова потужність на ділянці А-1, МВА:

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	16

$$S_{Л1}^{\Pi} = S_{Л1}^K + \Delta S_{Л1} = 63,6 + j41,944$$

Потужність джерела А, МВА:

$$S_A = S_{Л1}^{\Pi} + S_{Л2}^{\Pi} + S_{ПС1} = 125,825 + j82,245$$

Результати розрахунку занесемо до табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	S початкова, МВА	ΔS , МВА	S кінцева, МВА	Ірозр, А	Ідоп, А
Л1 (А-3)	52,18+j35,002	0,234+j7,156	51,945+j27,845	153,672	605
Л2 (А-2)	63,6+j41,944	0,265+j6,012	63,335+j35,932	186,733	605
Л3 (2-3)	3,195+j5,302	1,196*10- 4+j2,517	3,195+j2,785	10,998	605
А-1`	10,045+j5,3	0,045+j0,3	10+j5		
2-2`	60,07+j30,315	0,14+j0,63	60+j30		
3-3`	55,14+30,63	0,14+j0,63	40+j20		
3-3``	55,14+30,63	0,14+j0,63	15+j10		
А	125,825+j82,245				

Розрахунок напруг у вузлах мережі проводимо від джерела, розрахункова формула:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P^{\Pi} \cdot R + Q^{\Pi} \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P^{\Pi} \cdot X - Q^{\Pi} \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (1.15)$$

- де P^{Π} – активна потужність на початку ділянки, МВА;
 Q^{Π} – реактивна потужність на початку ділянки, МВАр;
R та X – активний та реактивний опір, Ом;
 U_{i+1} – напруга у вузлі, кВ;
 U_i – напруга у попередньому вузлі, кВ

Процентне відхилення напруги від напруги у вузлі генераторної за формулою, %:

$$d = 100\% - \frac{U_{\Gamma}}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.16)$$

де U_{Γ} – напруга джерела А, що на має бути на 5% більше номінального значення мережі, кВ;

$U_{\text{вузл}}$ – напруга у вузлі, кВ.

Напруга на низькій стороні трансформатора, кВ:

$$U_{\text{Н}} = \frac{U_{\text{В}}}{K_{\text{T}}} \quad (1.17)$$

де $U_{\text{Н}}, U_{\text{В}}$ – напруги відповідно низької та високої сторони трансформатора, кВ;

K_{T} – коефіцієнт трансформації трансформатора.

Результати розрахунку втрат напруг наведемо у табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Відхилення напруги від генераторної, %
А	220	230	-
2	220	225,529	1,982
3	220	225,36	2,059
2`	10	10,786	1,982
3`	10	10,778	2,059
3``	10	10,778	2,059

Схема заміщення мережі показана на рис. 1.5:

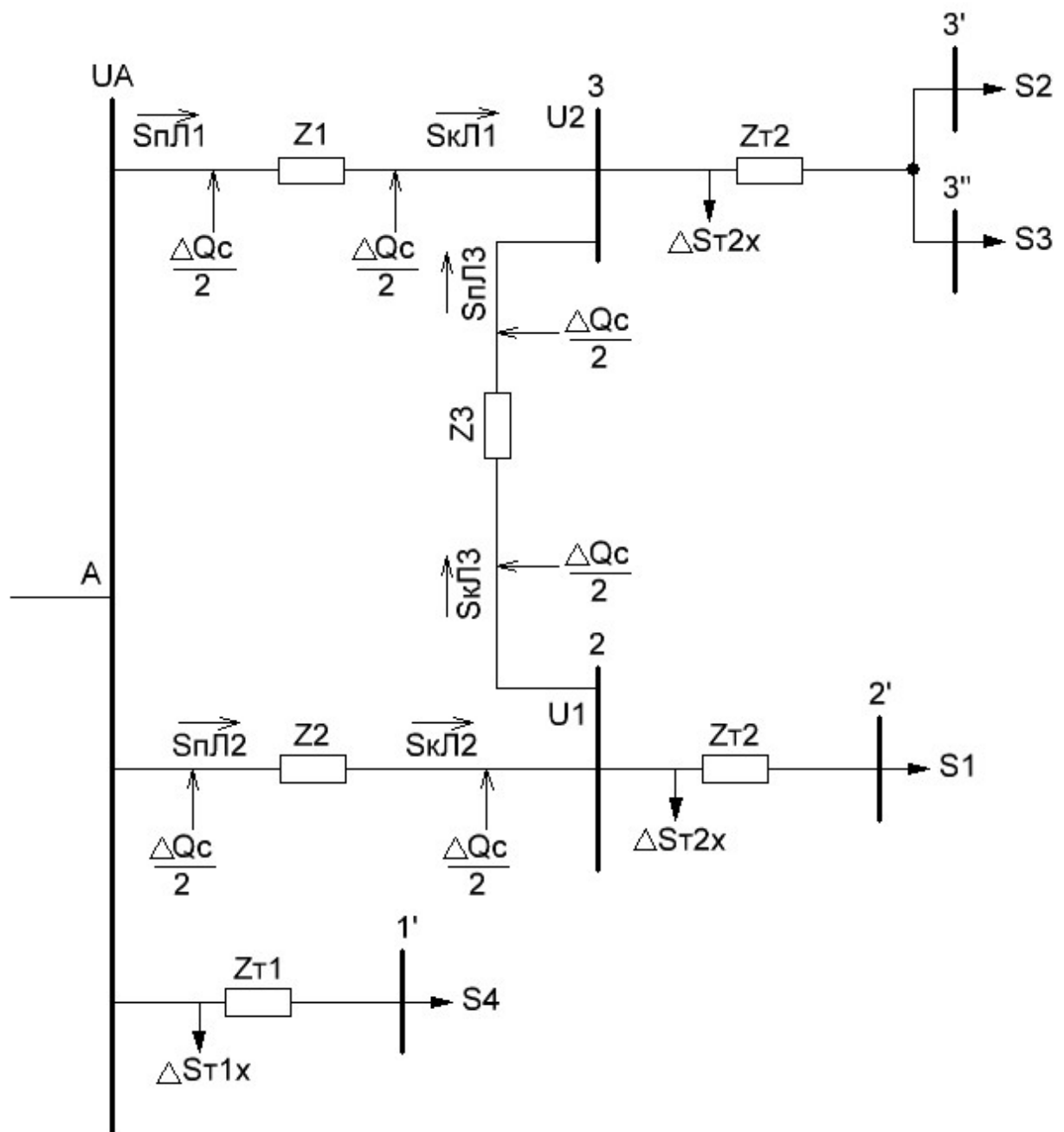


Рисунок 1.5 – Схема заміщення мережі

1.4 Розрахунок розімкнутої мережі в аварійному режимі

В цьому режимі вважаємо, що лінія Л-1 аварійно обірвана. В такому разі схема заміщення рис. 1.6 набуде наступного вигляду:

						Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

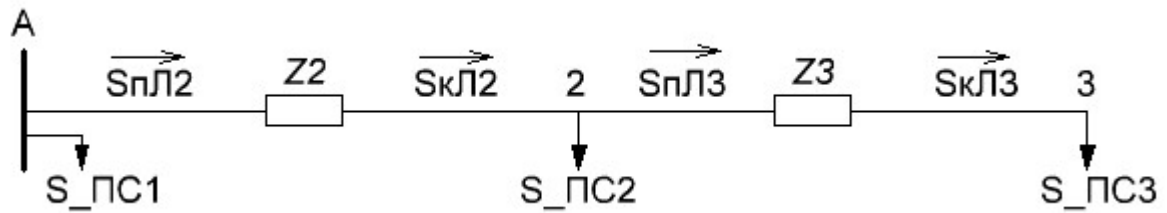


Рисунок 1.6 – Схема заміщення розімкнutoї мережі

Проведемо розрахунок наявних потужностей та падінь напруг. В аварійному режимі дозволяються відхилення напруги в діапазоні $\pm 10\%$.

Потужність в кінці ділянки 2-3, МВА:

$$S_{Л3}^K = S_{ПС3} = 55,14 + j30,63$$

Втрати потужності на ділянці 2-3, МВА:

$$\Delta S_{Л3} = \left(\frac{P_{Л3}^2 + Q_{Л3}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_3 \right) + Q_{Л3} = 0,103 + j2,895$$

Початкова потужність на ділянці 2-3, МВА:

$$S_{Л3}^П = S_{Л3}^K + \Delta S_{Л3} = 55,243 + j33,525$$

Потужність в кінці ділянки А-2, МВА:

$$S_{Л2}^K = S_{ПС2} + S_{Л3}^П = 115,383 + j64,155$$

Втрати потужності на ділянці А-2, МВА:

$$\Delta S_{Л2} = \left(\frac{P_{Л2}^2 + Q_{Л2}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_2 \right) + Q_{Л2} = 0,897 + j8,34$$

Початкова потужність на ділянці А-2, МВА:

$$S_{Л2}^П = S_{Л2}^K + \Delta S_{Л2} = 116,279 + j72,495$$

Потужність джерела, МВА:

$$S_A = S_{Л2}^П + S_{ПС1} = 126,324 + j77,795$$

Напруги та їх відхилення у вузлах розрахуємо за формулами 4.23-4.25. Результати зведемо до табл. 1.11 та 1.12.

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку потужностей в аварійному режимі

						Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ділянка	S початкова, МВА	ΔS , МВА	S кінцева, МВА	I розр, А	I доп, А
Л1 (А-3)	0	0	0	0	605
Л2 (А-2)	116,279+j72,495	0,897+j8,34	115,383+j64,155	359,603	605
Л3 (2-3)	55,243+j33,525	0,103+j2,895	55,14+j30,63	169,582	605
А-1`	5,045+j2,8	0,045+j0,3	5+j2,5		
2-2`	30,14+j15,63	0,14+j0,63	30+j15		
3-3`	27,64+j15,63	0,14+j0,63	20+j10		
3-3``	27,64+j15,63	0,14+j0,63	7,5+j5		
А	126,324+j77,795				

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі в аварійному режимі

Вузол	U ном, кВ	U, кВ	Відхилення напруги від генераторної, %
А	220	230	-
2	220	223,76	2,789
3	220	219,052	4,998
2`	10	10,702	2,789
3`	10	10,476	4,998
3``	10	10,476	4,998

Розрахуємо струми в лініях Л2 та Л3 при аварійному режимі, А:

$$I_{Л2} = \frac{S_{Л2}^{\Pi}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = 359,603$$

$$I_{Л3} = \frac{S_{Л3}^{\Pi}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = 169,582$$

Як бачимо, струми в межах допустимих для обраних провідників.

Схему заміщення аварійного режиму мережі наведемо на рис. 1.7.

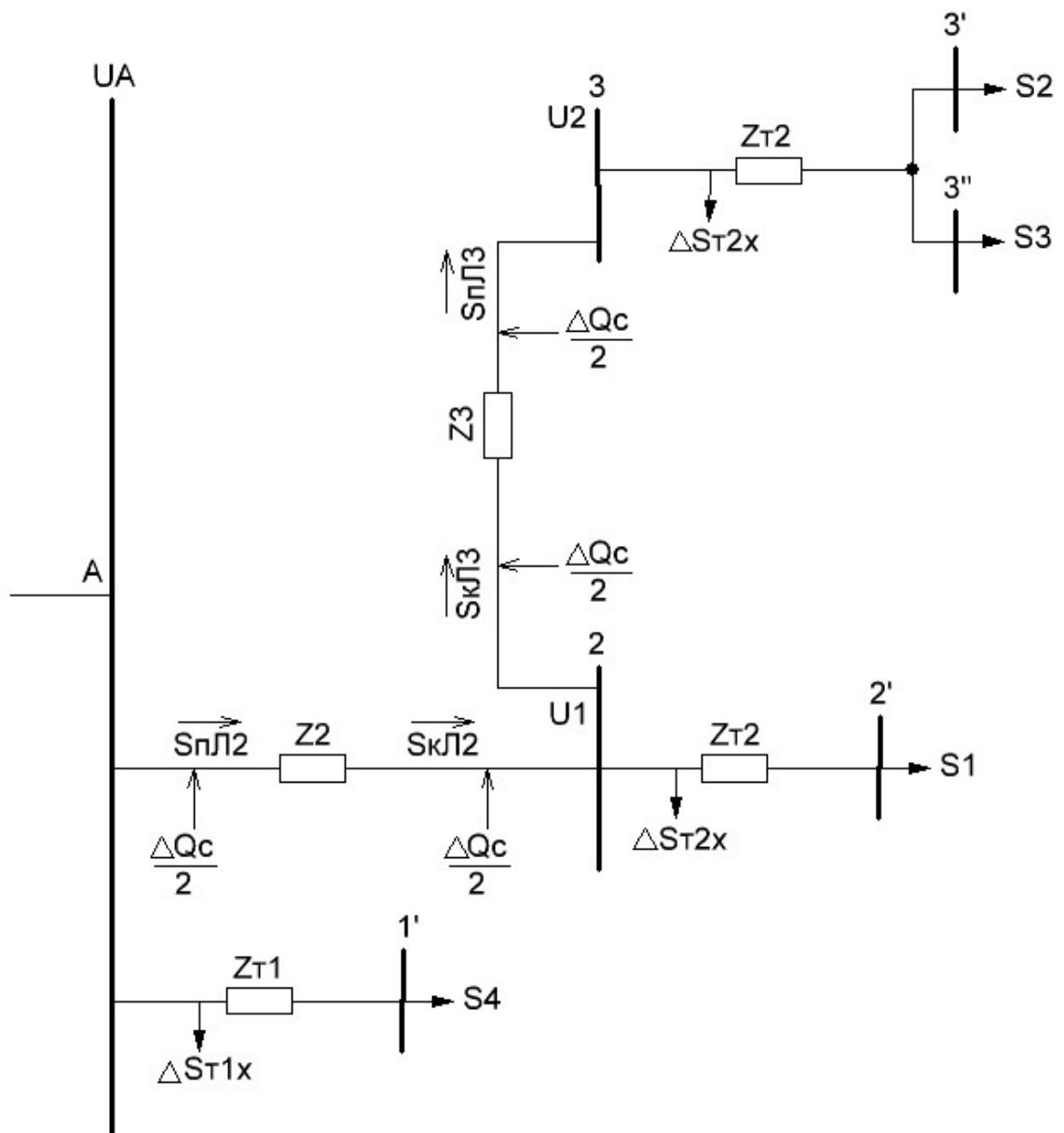


Рисунок 1.7 – Схема заміщення аварійного режиму мережі

Таблиця 2.3 – Добовий графік споживання електричної енергії по підстанції

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	7,9	4,0	7,9	10,6	11,9	9,2	10,6	13,8	12,5	14,5	15,8	14,2

Проведемо перевірку трансформатора в аварійному режимі, так як в систематичному режимі при роботі двох трансформаторів перенавантаження немає. Побудуємо графік навантаження рис. 2.1.

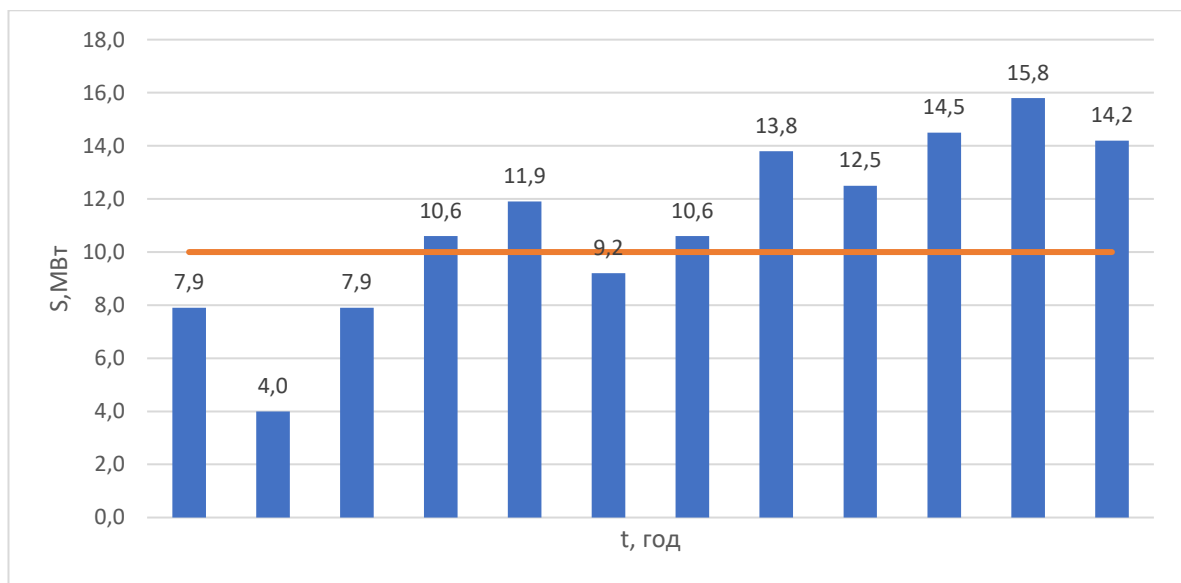


Рисунок 2.1 – Графік споживання електричної енергії в аварійному режимі

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

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.1)$$

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

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

$$K_1 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{4^2 \cdot 2 + 7,9^2 \cdot 4 + 9,2^2 \cdot 2}{8}} = 0,751$$

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

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.2)$$

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

$$K_2 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{10,6^2 \cdot 4 + 11,9^2 \cdot 2 + 12,5^2 \cdot 2 + 13,8^2 \cdot 2 + 14,2^2 \cdot 2 + 14,5^2 \cdot 2 + 15,8^2 \cdot 2}{16}} = 1,311$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{15,8}{10} = 1,58 \quad (2.3)$$

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

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

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,58 = 1,42$$

Порівнюємо два числа. Якщо K_2' та $0,9 \cdot K_{MAX}$, та обираємо більше число.

Остаточно беремо $K_2 = 1,42$.

За табличними даними з урахуванням еквівалентної температури (-20 С) і часу перевантаження $t = 16$ годин, та заносимо дані до табл. 2.4.

						Арк.
						25
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4 – Дані державного стандарту

	0,7	0,8
12	1,6	1,6
24	1,6	1,6

$$K_{12ГОСТ} = 1,6$$

Як видно, $K_{12ГОСТ} = 1,6$ більше за реальне $K_2 = 1,42$, отже даний режим роботи допустимий для даного трансформатора.

Як видно, даний трансформатор задовольняє умові навантаження споживачів.

2.1 Розрахунок струмів к.з.

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 2.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 2500 \text{ МВА}$

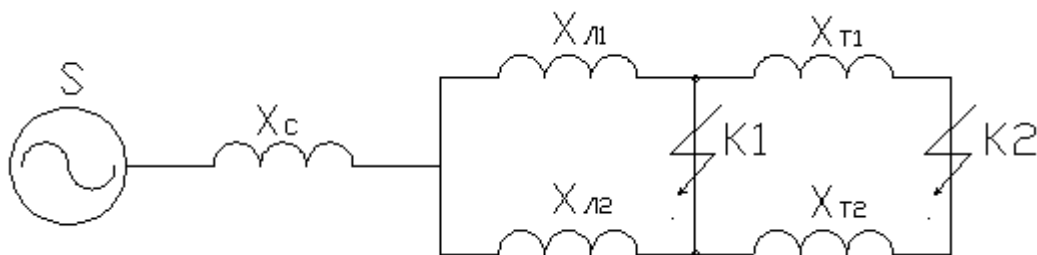


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_C} = \frac{110^2}{2500} = 4,84 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{\text{Л}} = \frac{X_{\text{Л1}} \cdot X_{\text{Л2}}}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}}} = \frac{12 \cdot 22}{12 + 22} = 7,76 \quad \text{Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

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

$$\text{Опір трансформатора } X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 10} = 127 \quad (\text{Ом});$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{\text{Л}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,84 + 7,76)} = 5,04 \quad (\text{кА});$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{\text{Л}} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,84 + 7,76 + 63,5)} = 0,83 \quad (\text{кА}).$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 0,83 \cdot \frac{110}{10} = 9,13 \quad (\text{кА}).$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, \quad I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 5,04 = 11,48 \quad (\text{кА});$$

$$\text{у точці } K_2, \quad I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 9,13 = 20,8 \quad (\text{кА}).$$

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

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для K_1 ; $T_a = 0,02$ с., $t = 0,06$ с., для K_2 – $T_a = 0,05$ с., $t = 0,1$ с.

						Арк.
						27
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\text{для } K_1 \ i_a = \sqrt{2} \cdot 5,04 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,647 \quad (\text{кА});$$

$$\text{для } K_2 \ i_a = \sqrt{2} \cdot 9,13 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,75 \quad (\text{кА}).$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 \ B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 5,04^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 2,16 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

$$\text{для } K_2 \ B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 9,13^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 12,5 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

Таблиця 2.5 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ (K_1)	5,04	11,48	5,04	0,647	2,16
Шини 10 кВ (K_2)	9,13	20,8	9,13	1,75	12,5

2.2 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв підстанції

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 404 \text{ А.}$$

					Арк.
					28
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 81 \text{ А.}$$

2.2.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.6. Каталожні параметри вимикача узяті з [3].

Таблиця 2.6 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73 А	2500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,04 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	11,48 кА	81 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,04 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,647 кА	7,245 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,16 кА ² с	7500 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-110-31,5/2500.

2.2.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	808 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	9,13 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	20,8 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	9,13 кА	20 кА

$I_{a\tau} \leq I_{a\text{ном}}$	1,75 кА	4 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	12,5 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВР1-10-20/52-1250.

2.2.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Таблиця 2.8 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	404 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	9,13 кА	20 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	20,8 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	9,13 кА	20 кА
$I_{a\tau} \leq I_{a\text{ном}}$	1,75 кА	4 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	12,5 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВР1-10-20/52-630.

2.2.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ

Таблиця 2.9 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	81 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	9,13 кА	20 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	20,8 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	9,13 кА	20 кА
$I_{a\tau} \leq I_{a\text{ном}}$	1,75 кА	4 кА

						Арк.
						30
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$B_K \leq I_T^2 t_r$	12,5 кА ² с	2976,75 кА ² с
----------------------	------------------------	---------------------------

Обираємо вимикач типу ВР1-10-20/52-630.

2.2.5 Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ

У табл. 2.10 наведений вибір роз'єднувачів на боці 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.10 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	11,48 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,16 кА ² с	4800 кА ² с

Обираємо до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНД-1-110/630 Т1.

2.3 Вибір трансформатора власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Всього	cos φ	tg φ	Навантаження	
	оди-ниці, кВт*к-сть	Кіль-кість				Р, кВт	Q, кВА р

Охолодження ТДН-10000/110	1	2	2	0,8	0,75	2	1,5
Підігрів вимикачів напругою 110 кВ	1,8	3	5,4	1	0	5,4	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	1,2	10	12	1	0	12	0
Опалення та освітлення ОПУ	60	1	60	1	0	60	0
Освітлення та вентиляція ОРУ	7	1	7	1	0	7	0
Освітлення та опалення компресорної	15	1	15	1	0	15	
Освітлення РП	2	1	2	1	0	2	0
Всього						103,4	1,5

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{103,4^2 + 1,5^2} = 82,73 \text{ кВА}$$

Обираємо два трансформатори власних потреб ТМ- 63/10 , потужністю по 63 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $82,73/63 = 1,313$, що допустимо.

2.4 Вибір електровимірювальних приладів

2.4.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)

1. Вибір ТС на стороні 110 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку високої напруги встановлено амперметр ватметр та варметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.12.

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Сумарне навантаження			1,5	0,5	1,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	110	110
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	73	100
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	11,48	25
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2 \text{с}$	2,16	288

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 110-У1.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}$$

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

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

					Арк.
					33
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

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

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

Z_K – опір приладів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,04 \text{ Ом}$$

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

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

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

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

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0,06 + 0,1 + 0,595 = 0,755 \text{ Ом},$$

що менше ніж $1,04 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

2. Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр ватметр, варметр, лічильник активної та реактивної енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.14.

						Арк.
						34
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.14 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	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		2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5		2,5
Сумарне навантаження			6,5	0	6

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	808	1000
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	20,8	150
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	12,5	384

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 2,5 мм² для мідних жил.

						Арк.
						35
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перетин жил при довжині кабеля $l = 50$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

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

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{50}{2,5} = 0,35 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 0,35 = 0,71 \text{ Ом},$$

що менше ніж 0,84 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

3. Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{\text{Н}}$, кВ	10	10

$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{ А}$	404	500
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{ кА}$	20,8	150
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{ кА}^2 \text{ с}$	12,5	384

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

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

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0,28 + 0,1 + 0,28 = 0,4 \text{ Ом},$$

що менше ніж $1,08 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

4. Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

						Арк.
						37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження			5,5	0,5	5,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	81	100
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	20,8	150
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	12,5	384

Обираємо трансформатор струму ТОЛ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}$$

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

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,22 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 2,5 мм² для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40$ м

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	38

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

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,28 + 0,1 + 0,22 = 0,6 \text{ Ом},$$

що менше ніж 0,88 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

2.4.2 Вибір трансформаторів напруги

1. Трансформатор напруги на боці ВН

Для вибору трансформатора напруги необхідно визначити потужність його вторинної обмотки. Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку ВН і занесемо їх до табл. 2.20.

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть обм.	с ос	сі п	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Ваттметр	ПЛ - 110 кВ	ДЗ 50	1,5	2	1	0	2	6	0
Варметр		ДЗ 45	2	2	1	0	2	8	0
Фіксатор імпульсної дії		ФІ П	3	1	1	0	2	6	0
Всього								20	0

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

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

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-110-58 з параметри наведеними в табл. 2.22.

						Арк.
						39
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

2. Трансформатор напруги на боці НН

Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку НН і занесемо їх до табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Вольтметр	Збірні шини	Э - 335	2	1	1	0	2	4	0
Вольтметр (регистр.)		Н - 394	10	1	1	0	2	20	0
Лічильник активної енергії	Лінії 10 кВ	I-674	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Лічильник реактивної енергії		I673	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Всього								168	350

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

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

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НТМІ-10-66 з параметри наведеними в табл. 2.22.

Так як потужність трансформатора не достатня, щоб працювати в класі точності 0,5. Можна встановити на кожну секцію шин по два вимірювальні трансформатор напруги, що з'єднані в неповний трикутник.

Таблиця 2.22 – Технічні дані трансформаторів напруги

						Арк.
						40
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-110-58	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000
НТМІ-10-66	10	100	100:3		120	200	600	960

2.5 Вибір збірних шин

Струмопроводів і кабелів на боці низької (середньої) напруги підстанції В РУ 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелегюмінієвими проводами марки АС

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{min} = \frac{I_{трив}}{j_e},$$

де j_e - економічна щільність струму $[j_e] = \frac{A}{A/mm^2}$;

$j_e = 1,0$ – для неізолюваних мідних проводів (при $T_{нб} = 5220$ год - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{min} = \frac{73}{1,1} = 66 \text{ мм}^2$$

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

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 73 \text{ А}$$

$$I_{доп} = 265 \text{ А}$$

						Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$q_{min} \leq q_{розр}$$
$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{2,16}}{91 \cdot 10^{-3}} = 16 \text{ мм}^2$$

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

Умова виконується $2,16 \text{ мм}^2 \leq 16 \text{ мм}^2$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{кз} > 20 \text{ кА}$, а за нашими розрахунками $I_{кз} = 5,04 \text{ кА}$ – отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруги 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 50 мм^2 , тому провід АС–70/11 задовольняє умові.

1. В РУ 10 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$I_{\text{раб.нб}} = 808 \text{ А}$$

По $I_{\text{раб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу $1 \times 75 \times 35 \times 4 \text{ мм}$, переріз (520 мм^2), для цих шин $I_{\text{доп}} = 2730 \text{ А}$.

$I_{\text{раб.нб}}$ – тах струм в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{\text{доп}}$ – тах допустимий струм шин вибраного перерізу.

$k_{\text{п}}$ - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища 25°C , нормована температура 70°C і температурі середовища 20°C).

						Арк.
						42
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot k_{\text{п}} = 2730 \cdot 1,05 = 2866 \text{ А}$$

$$808 \leq 2730$$

Нерівність виконується.

2. Жорсткі шини повинні перевірятися на термічну стійкість при КЗ.

$$q \geq q_{\text{min}}$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{148,5}}{91 \cdot 10^{-3}} = 133,9 \text{ мм}^2$$

$$2 \times 10,1 \leq 133,9$$

Нерівність виконується.

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

Частота власних коливань шинної конструкції:

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

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

$J_{y_0-y_0}$ - момент інерції шини коробчастого перерізу щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см⁴;

q - поперечний переріз шини, см².

$$f_0 = \frac{173,2}{0,8^2} \sqrt{\frac{290}{20,2}} = 295,5 \text{ Гц}$$

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

4. Перевірка шини на міцність

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз визначається за формулою,

МПа:

						Арк.
						43
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

де K_p – коефіцієнт, який враховує розташування шин ;

i_y – ударний струм КЗ, кА;

a – відстань між фазами, м;

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

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{71,6^2 \cdot 1,7^2}{58 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 5,53 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

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

де h – висота шин, м.

$$f_\Pi = 0,05 \frac{20,8^2}{0,1} = 288 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили f_Π , МПа:

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

де $W_\Pi = W_{y-y}$

$$\sigma_\Pi = \frac{288 \cdot 0,8^2}{12 \cdot 58} = 6,1 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

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

$$8,48 \text{ МПа} \leq 82,3 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно.

Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції

						Арк.
						44
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.6 Компонування розподільних пристроїв, конструктивна частина

Схеми для напруги 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднань: повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами.

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному - не більше двох блоків. Для РП-35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 -секціонують обидві системи шин, рис.2.3.

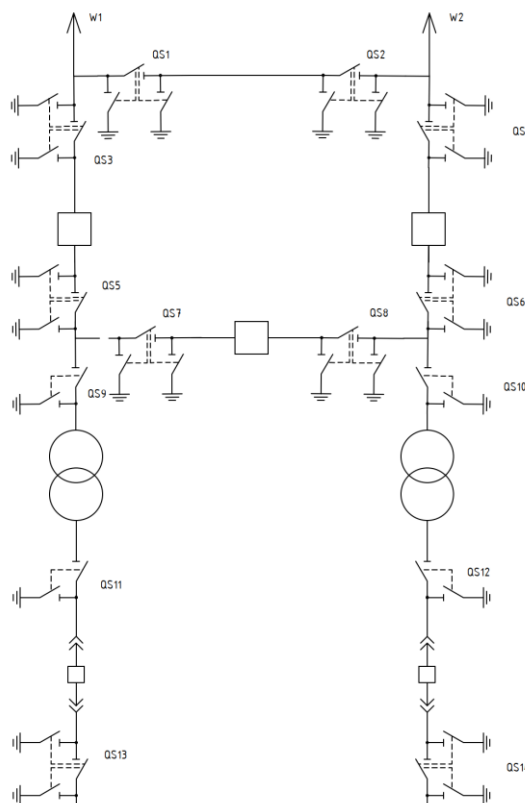


Рисунок 2.3 – Схема «місток» з трьома вимикачами

2.6.1 Вибір розподільних пристроїв

РУ 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді

					Арк.
					45
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях. РУ 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій та ін. можуть застосовуватися:

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

У ЗРУ 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження вкратного візка у ЗРУ варто передбачати спеціальне місце.

2.6.2 Заземлюючі пристрої підстанції

Усі електричні частини електроустановок, що нормально не знаходяться під напругою, але здатні виявитися під ним через ушкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися із землею. Таке заземлення називається захисним. Заземлення, призначене для створень нормальних умов роботи апарата або електроустановки, називається робочим. Для захисту устаткування від ушкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, що приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один загальний пристрій, що заземлює.

						Арк.
						46
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У бакалаврській роботі було зроблено розрахунок схеми електричної мережі за вихідними даними. Ми провели розрахунок без врахування втрат потужності та напруги, що дало нам змогу обрати необхідного перерізу та допустимого струму провідники. В подальших пунктах ми провели розрахунок таких режимів роботи мережі:

- нормального режиму, що заданий у вихідних даних. Ми побачили, що в цьому режимі всі відхилення напруги знаходяться у межах норм;
- режиму мінімального навантаження, коли споживачі споживають лише 50% від своєї номінальної потужності. В цьому випадку всі відхилення теж перебувають в межах норми;
- аварійного режиму роботи, при якому ми вважаємо лінію Л1 обірваною. При цьому відхилення напруги збільшились, але залишились у межах норми, як для аварійного режиму.

На основі проведених нами розрахунків можна зробити висновок, що задана електрична мережа відповідає вимогам норм по надійності та безперебійності електропостачання.

Проведено ряд розрахунків по проектуванню електричної частини станції та підстанції. В даній роботі розглянуто розрахунок однієї підстанції, котра складається з двох трансформаторів та являється прохідною.

В ході проектування було проведено ряд перевірок по правильності вибору апаратів. Першим етапом перевірено систематичне та аварійне навантаження силових трансформаторів. Другим кроком, розраховано струми короткого замикання, ударний та систематичний струм короткого замикання на високій стороні та на низькій стороні підстанції. Далі, обрано силові вимикачі на високій, низькій стороні та секційний вимикач.

Обрано вимірювальні прилади: амперметр, вольтметр, лічильники активної та реактивної енергії, ватметр та варметр. На основі цих даних, обрано

						Арк.
						47
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформатори струму та напруги на високій та низькій сторонах.

Проведено процедуру вибору силових шин підстанції напругою 220 та 10 кВ. Останнім етапом, проведено розрахунок трансформатора власних потреб, для живлення внутрішніх споживачів, а саме опалення, підігрів, освітлення та охолодження.

						Арк.
						48
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] І. Л. Лебединський і І. І. Борзенков, Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Суми: СумДУ, 2019.
- [2] І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, і В. В. Волохін, Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі». Суми: СумДУ, 2015.
- [3] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, Теоретичні основи електротехніки : конспект лекцій. Суми: СумДУ, 2016.
- [4] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, Електричні системи та мережі : конспект лекцій. Суми: СумДУ, 2018.
- [5] ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2017.
- [6] А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матесенко, і О. Р. Пастух, Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж, Київ. КПІ ім. Ігоря Сікорського: «Політехніка», 2017.
- [7] П. О. Василега, Електропостачання. Суми: СумДУ, 2019.
- [8] П. В. Волох, М. П. Цоколенко, і Л. В. Ревенко, Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник. Київ: Аграрна освіта, 2014.
- [9] М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, і О. Д. Супрун, Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019.
- [10] Струми короткого замикання у трифазних система змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007, 2007.
- [11] Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008, 2008.
- [12] «Трансформатори силові масляні типу ТМ», Трансформатор сервис. <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij-transformatory-silovye->

					Арк.
					49
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/ (дата звернення 02, Травень 2023).

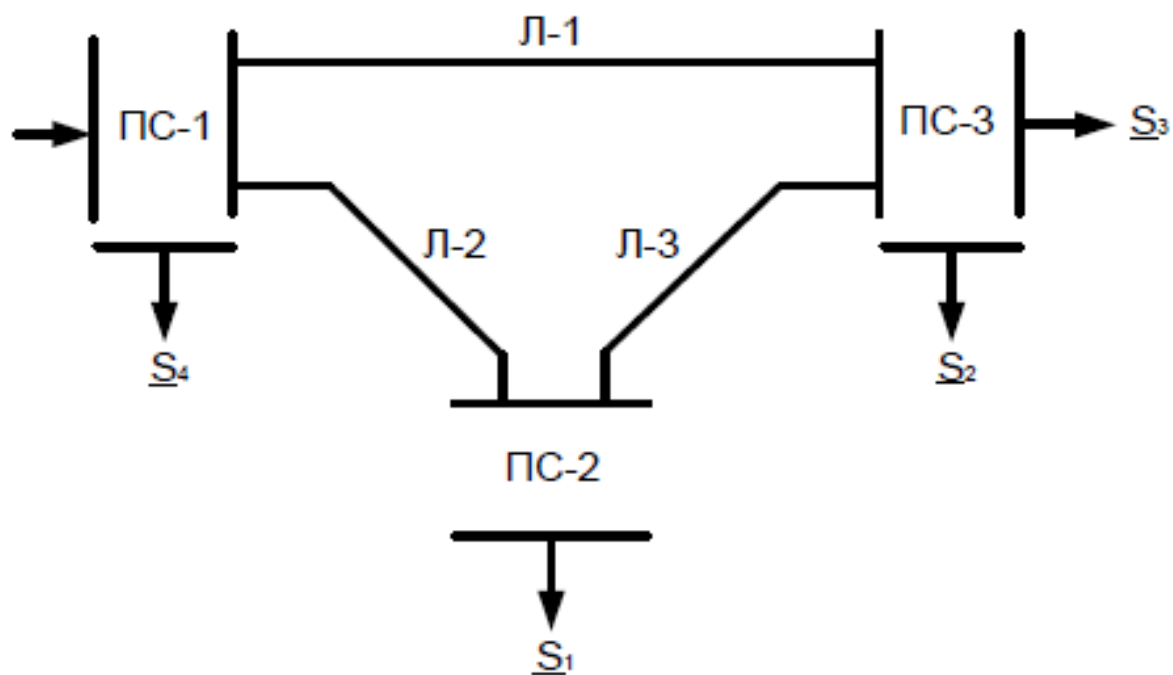
[13] В. П. Кідиба, Релейний захист електроенергетичних систем. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013.

[14] М. В. Петровський, Техніка високих напруг: конспект лекцій для студ. спец. 6.141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання. Суми: СумДУ, 2019.

						Арк.
						50
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток А

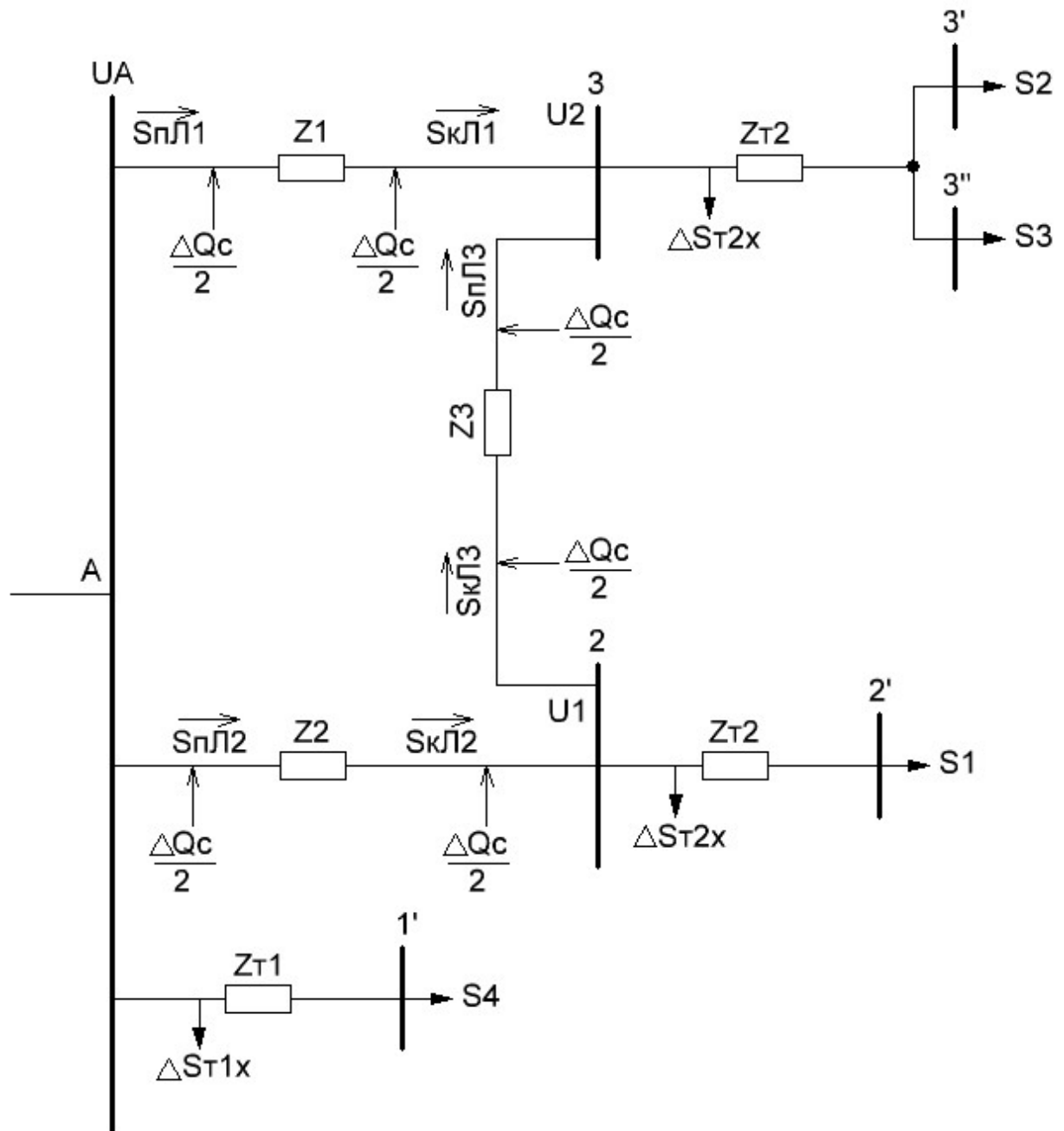
Вихідна схема для розрахунку



					Арк.
					51
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Додаток Б

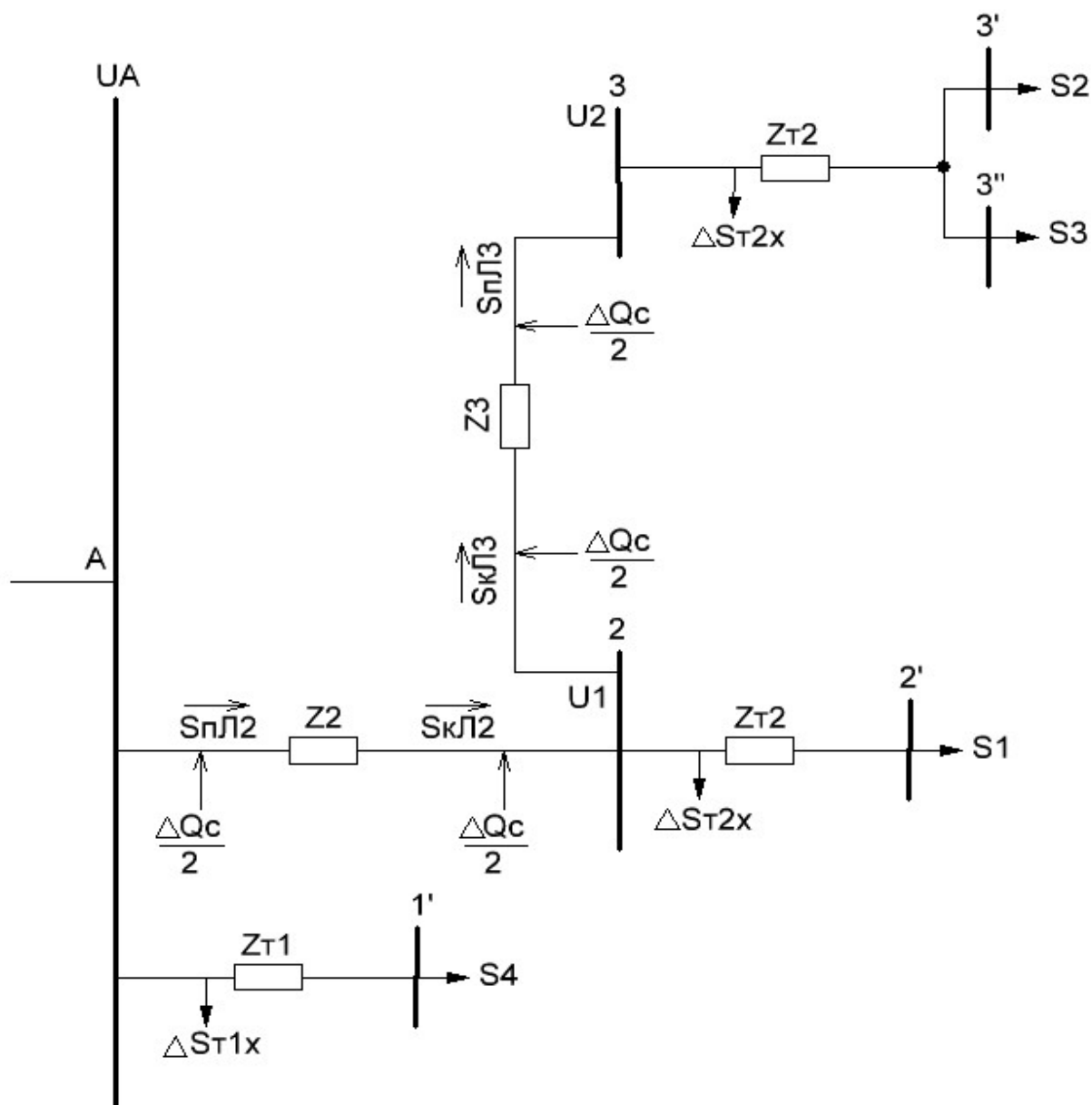
Схема заміщення електричної мережі в нормальному режимі роботи



Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Додаток В

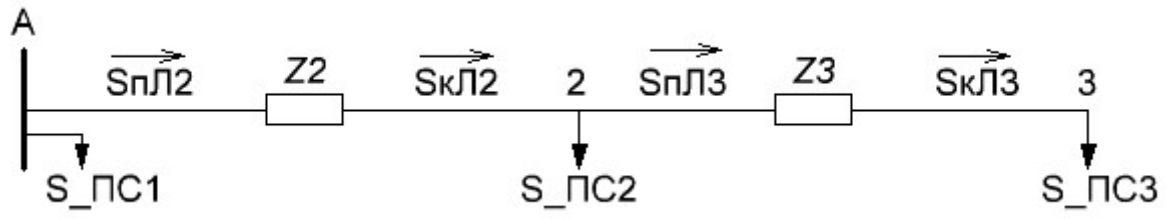
Схема заміщення електричної мережі в аварійному режимі роботи



Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Додаток Г

Схема заміщення вихідної мережі



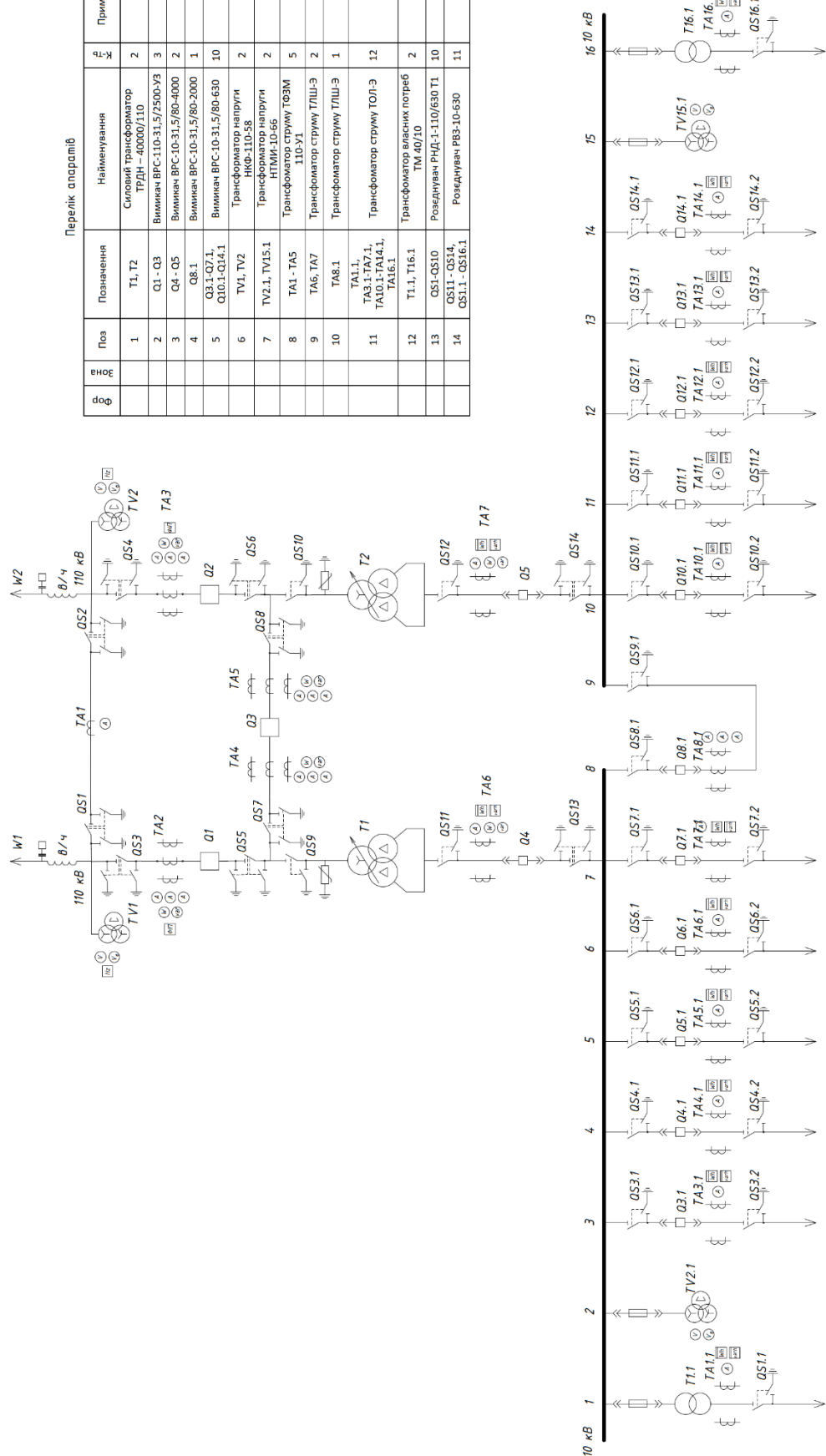
					Арк.
					54
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Додаток Д

Схема заміщення електричної частини підстанції

Перелік апаратів

Поз	Позначення	Найменування	К	Ж	Прим
1	T1, T2	Силовий трансформатор ТРДН – 40000/110	2		
2	Q1 - Q3	Вимикач ВРС-10-31,5/2500-У3	3		
3	Q4 - Q5	Вимикач ВРС-10-31,5/80-4000	2		
4	Q8.1	Вимикач ВРС-10-31,5/80-2000	1		
5	Q3.1, Q7.1, Q10.1-Q14.1	Вимикач ВРС-10-31,5/80-630	10		
6	TV1, TV2	Трансформатор напруги РКФ-110-58	2		
7	TV2.1, TV15.1	Трансформатор напруги НТММ-10-66	2		
8	TA1 - TA5	Трансформатор струму ТФЗМ 110-У1	5		
9	TA6, TA7	Трансформатор струму ТЛШ-Э	2		
10	TA8.1	Трансформатор струму ТЛШ-Э	1		
11	TA1.1, TA3.1, TA7.1, TA10.1-TA14.1, TA16.1	Трансформатор струму ТОЛ-Э	12		
12	T1.1, T16.1	Трансформатор власних потреб ТМ 40/10	2		
13	QS1-QS10	Роз'єднувач РНД-1-110/630 Т1	10		
14	QS11 - QS14, QS11.1 - QS16.1	Роз'єднувач РВЗ-10-630	11		



Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата