

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Кваліфікаційна робота бакалавра

на тему: **«Проектування електричної мережі**

з розрахунком обладнання високовольтної підстанції»

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент групи ЕТ-71

О.А. Тарабар

Керівник

С.М. Лебедка

Суми 2021

Сумський державний університет

Факультет ЕлІТ Кафедра електроенергетики

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри електроенергетики

І.Л. Лебединський

“ ” 20 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Тарабар Олег Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Проектування електричної мережі з розрахунком обладнання високовольтної підстанції»

 затверджена наказом по університету № від

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 30.05.2021 р.

3. Вихідні дані до роботи: конфігурація мережі, потужності та категорії надійності споживачів, добовий графік навантаження

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

Розрахунок електричної мережі, вибір обладнання високовольтної підстанції, розрахунок релейного захисту, блискавкозахист та заземлення підстанції

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень: схема електричної мережі, схема заміщення для розрахунків нормального режиму; схема електричних з'єднань підстанції зі специфікацією; схема блискавкозахисту та заземлення підстанції

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Розрахунок електричної мережі	05.04 – 18.04	
2	Вибір обладнання високовольтної підстанції	19.04 – 02.05	
3	Розрахунок релейного захисту	03.05 – 16.05	
4	Блискавкозахист та заземлення підстанції	17.05 – 23.05	
5	Оформлення пояснювальної записки і креслень	24.05 – 30.05	

Студент _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

РЕФЕРАТ

Ст. 79, рис 7, табл. 33, кресл. 3.

Назва: Проектування електричної мережі з розрахунком обладнання високовольтної підстанції.

Автор: Тарабар Олег Анатолійович

Ключові слова: електрична мережа, блискавкозахист, релейний захист, заземлення, трансформатор, лінія електропередавання.

Электрическая сеть, молниезащита, релейная защита, заземление, трансформатор, линия электропередачи.

electrical network, lightning protection, relay protection, grounding, transformer, power line.

Бібліографічний опис: Тарабар О.А. Проектування електричної мережі з розрахунком обладнання високовольтної підстанції [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Тарабар О.А.; керівник С.М. Лебедка. - Суми: СумДУ, 2021. - 79 с.

Короткий огляд (реферат): Проведено розрахунок електричної мережі, обрано обладнання підстанції, перерізів проводів, здійснена перевірка силових трансформаторів на їх перевантаження. Проведено розрахунок релейного захисту, було розраховано блискавкозахист та заземлення підстанцій та здатність захисту до роботи в аварійному режимі.

ЗМІСТ

Вступ	7
1. Розрахунок електричної мережі	8
1.2 Розроблення конфігурацій електричних мереж	9
1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А	11
1.4 Розрахунок електричної мережі схеми Б	25
1.5 Порівняння двох схем електричної мережі	37
2. Вибір обладнання високовольтної підстанції	39
2.1. Вибір потужності силових трансформаторів	39
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання	45
2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин	48
2.4 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	52
2.5 Вибір шин розподільчих пристроїв	58
3. Розрахунок релейного захисту	60
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання	61
3.2 Розрахунок подовжнього диференційного захист	62
4. Блискавкозахист та заземлення підстанції	68
4.1 Розрахунок зон захисту стрижневих блискавковідводів ВРП	68
4.2 Розрахунок заземлювального контуру ВРП	83
Висновки	78
Список використаної літератури	79

					<i>БР 3.6.141.480 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Тарабар</i>				Проектування електричної мережі з урахуванням обладнання високовольтної підстанції	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Лебедка</i>						6	79
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-71</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединский</i>							

Вступ

Вивчення процесів в електричних мережах та системах, дає змогу усвідомити та оцінити як окремі елементи системи впливають на окремі показники.

Проектування електричних мереж дає змогу зрозуміти особливі частини явищ які відбуваються і особисто переконатися, що на сьогоднішній день майже не можливо описати всі можливі варіанти електричної системи і особливо з урахуванням обладнання високовольтної підстанції, і тому ми візьмемо окремий приклад і розберемо всі можливі варіанти роботи цієї мережі, релейний захист, блискавкозахист та заземлення підстанції.

Актуальність цієї роботи полягає в тому що я буду застосовувати в розрахунках новітній релейний захист та максимально оптимізовані затрати на захист цієї підстанції, але на жаль це застосовується в новітніх системах під час заміни, але вартість даного обладнання дуже часто не під силу не великим розподільчим системам та підстанціям. Вибір технічних рішень пов'язаний з аналізом їх роботи, який опирається на структуру мережі. Дійсно проект, за яким задумана мережа, визначає можливості її роботи, а обмеження витікають з її структури. Але структура мережі є динамічною, тому що зростання навантаження чи поява нових вузлів навантаження призводить до її еволюції. Мета цієї роботи – висвітлити наукові, технічні, економічні питання, які постають під час проектування та експлуатації електричної мережі. Та також виконати поставлені завдання

1. Розрахувати електричну мережу
2. Провести вибір обладнання високовольтної підстанції
3. Визначити релейний захист та обчислити захист трансформатора
4. Блискавкозахист та заземлення підстанції, їх обрахунок та визначення правильності їх розташування.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
						7
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		

1. Розрахунок електричної мережі

Необхідно виконати електропостачання споживачів від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризується великою потужністю, для цієї групи споживачів доставлена електроенергія повинна бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з крупних споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові, сільськогосподарські і житлові райони. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних споживачів і забезпечити напругою 380 В.

Вихідні дані споживачів приведені в таблиці 1.1.1.

Таблиця 1.1.1 Вихідні дані

Параметр	1-й споживач	2-й споживач	3-й споживач	4-й споживач	5-й споживач	6-й споживач
	T	A	P	O	L	E
X, мм	34	18	28	-7	17	10
Y, мм	23	16	31	37	27	14
P, МВт	15	60	48	16	0,527	0,551
cosφ	0,95	0,78	0,89	0,86	0,92	0,86
T _м , год	3160	5220	4870	4230	5240	4559
Категорія	II	II	II	III	II	II

Додаткова початкова інформація про споживачів приведена в таблиці 1.1.2.

Таблиця 1.1.2 Додаткова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	A
Масштаб для споживачів 1–4, км/мм	2
Масштаб для споживачів 5 і 6 щодо точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживачі 5 і 6	1
Частка всіх навантажень у мінімальному режимі P _{мін} щодо максимального	0,5

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		8

1.2 Розроблення конфігурацій електричних мереж

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулами:

$$S_{max} = P_{max} + jQ_{max} \quad (1.2.1)$$

$$Q_{max} = \sqrt{S_{max}^2 - P_{max}^2} \quad (1.2.2)$$

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою:

$$S_{min} = (P_{max} + jQ_{max}) * k_{min} \quad (1.2.3)$$

де k_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} .

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю зане-семо до табл. 1.2.1.

Таблиця 1.2.1 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Пара-метр	1-й спо-живач	2-й спо-живач	3-й спо-живач	4-й спо-живач	5-й спо-живач	6-й спо-живач
	Т	А	Р	О	Л	Е
X, мм	34	18	28	-7	17	10
Y, мм	23	16	31	37	27	14
S _{max} , МВА	15+j4,93	60+j48,13	48+j24,59	16+j9,49	0,527+j0,31	0,551+j0,23
S _{min} , МВА	7,5+j2,51	30+j24,63	24+j12,31	8+j4,75	0,26+j0,16	0,28+j0,12
cos φ	0,95	0,78	0,89	0,86	0,86	0,92
Тнб, год	3160	5220	4870	4230	5240	4559
Категорія	II	II	II	III	II	II

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100% резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
						9
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		

- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнених мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів II категорії дозволяється живлення однією повітряною лінією, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше однієї доби. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
						10
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		

1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А

Таблиця 1.1.3 – Умовне позначення категорій споживачів

Умовне позначення	Назва категорій
○	Перша
□	Друга
△	Третя

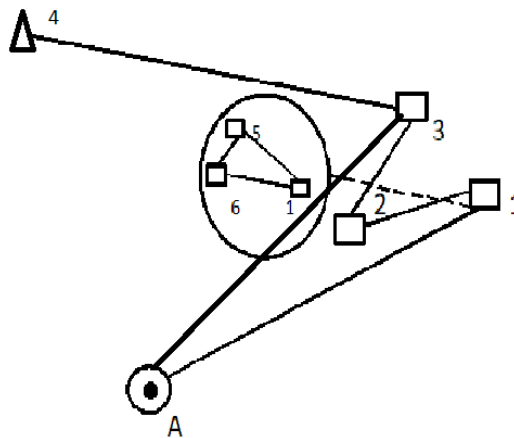


Рисунок 1.1.3 – Конфігурація електричної мережі за схемою А

1.1.3 Визначення довжин лінії для схеми А

Довжина ділянки мережі А визначається за формулою:

$$L = l * k_L \quad (1.1.3)$$

де l – довжина на схемі, мм;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою (для одноколової лінії) $k_L \approx 1,25$

Результати розрахунку наведені у таблиці. 1.3.1

Таблиця 1.1.3 – Дійсні довжини ліній

№	Лінія	Довжина, км	Коефіцієнт провисання
1	A-1	31,25	1,25
2	A-3	31,25	1,25
3	1-2	23,75	1,25
4	2-3	23,5	1,25
5	3-4	31,25	1,25
6	1-5	3	1,25
7	1-6	3	1,25
8	5-6	1,75	1,25

Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат, вибір проводів та визначення точки поточкорозподілу для схеми А

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рисунку 1.3.1, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за такими формулами:

1) Для мережі високої напруги:

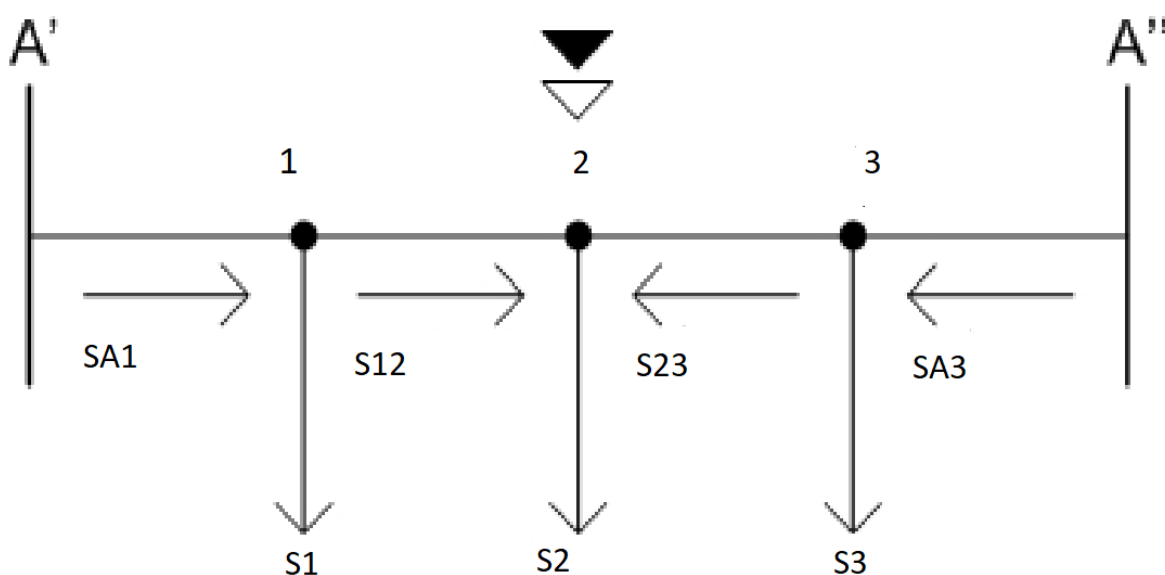


Рис. 1.3.1– Поточкорозподіл мережі А (велике коло)

$$S_{a1} = \frac{S2*(l12+l23+la3)+S2r*(l23+la3)+S3*la3}{la1+l12+la3+l23} \quad (1.3.1)$$

$$S_{a1} = \frac{77*(23,75+23,5+31,75)+54*(23,5+31,75)+38,5*31,75}{31,25+23,75+31,25+23,5} = \frac{14477,5+9024j}{114,02} = 128,45 + j78,41$$

$$S_{a3} = \frac{S1*(l23+l12+la1)+S2r*(l12+la1)+S3*la1}{la1+l12+la3+l23} = \frac{16*(23,5+23,75+31,25)+77*(23,75+31,25)+38,5*31,25}{23,5+23,75+31,25+31,25} = 79,7 + j30,24 \quad (1.3.2)$$

$$S_{23} = S_{a1} - S2 \quad (1.3.3)$$

$$S_{34} = S_{a3} - S4 \quad (1.3.4)$$

1. де S_i – потужність споживача, МВА;

l_{ii} – відповідна лінії, яка з'єднує двох споживачів S_i , км

2) Перевірку проводимо за формулами:

$$S_{\text{сум.спожВН}} = S2r + S1 + S3 \quad (1.3.5a)$$

$$S_{\text{сум.потокВН}} = Sa1 + Sa3 \quad (1.3.5б)$$

3) Для мережі низької напруги:

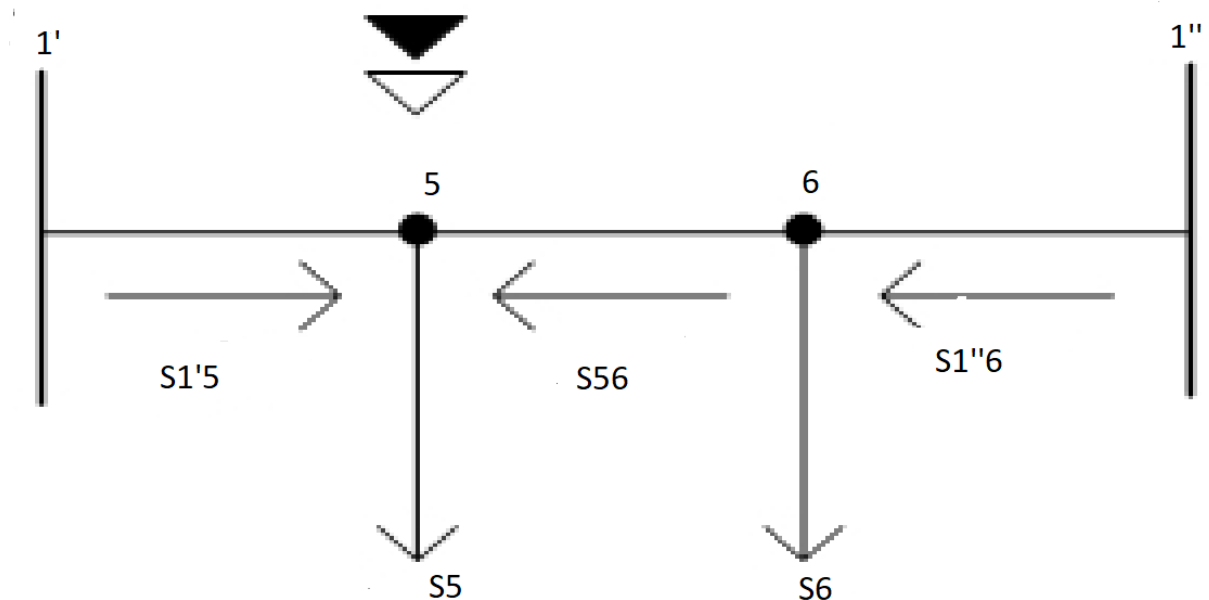


Рис. 1.3.2– Потокорозподіл мережі А (мале коло)

$$S_{15} = \frac{S5*(l56+l16)+S6*l16}{l15+l56+l16} \quad (1.3.6)$$

$$S_{16} = \frac{S_6 * (l_{56} + l_{15}) + S_5 * l_{15}}{l_{15} + l_{56} + l_{16}} \quad (1.3.7)$$

$$S_{56} = S_{16} - S_5 \quad (1.3.8)$$

2. де S_i – потужність споживача, МВА;

l_{ii} – відповідна лінії, яка з'єднує двох споживачів S_i , км

4) Перевірку проводимо за формулами:

$$S_{\text{сум.спожНН}} = S_5 + S_6 = 1,253 + j0,807 \quad (1.3.9a)$$

$$S_{\text{сум.потокНН}} = S_{15} + S_{16} = 1,253 + j0,807 \quad (1.3.9б)$$

Приймаючи до уваги, що ми маємо довжину лінії і величину потужності, яка йде по ній, то визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова:

$$U_i = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500 + 2500}{l_i} + \frac{2500}{P_i}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{31,25} + \frac{2500}{16}}} = 168(\text{кВ}) \quad (1.3.10)$$

де U_i – напруга відповідної лінії,

кВ;

l_i – довжина відповідної лінії, км;

P_i – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за форму-

лою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{128,45 + j78,41}{220 * \sqrt{3}} = 304,21 \quad (1.3.11)$$

де I – струм у відповідній лінії,

А;

S – повна потужність лінії,

МВА;

U_H – обрана номінальна напру-

га.

Згідно методу економічної густини струму, економічний пере-
різ розраховуємо за формулою:

$$F_e = \frac{I_m}{j_e} = \frac{304,21}{2,1} = 145 \quad (1.3.12)$$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
						14
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		

де F_e – економічний переріз проводу, мм^2 ;

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

j_e – економічна густина струму, $\text{А}/\text{мм}^2$.

У табл. 1.3.2 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ. Таблиця 1.3.2 – Поточки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	$U_i, \text{кВ}$	Напруга, кВ
A-1	128,45+j78,41	168	220
A-3	79,7+j30,24	144	220
1-2	61,55+j23,35	132	220
2-3	31,7+j11,68	101	220
3-4	4+j1,31	39	220
1-5	0,531+j0,386	14	10
1-6	0,544+j0,421	6,37	10
6-5	0,011+j0,119	2,1	10

При розрахунку формулою Ілларіонова, ми знайшли напругу на лінії та відповідно цього, для мережі обираємо напругу $U_{\text{ном}}=220$ кВ. лінії А-1-2-3-4, а для лінії 1-5-6, ми обираємо $U_{\text{ном}}=10$ кВ.

У табл. 1.3.3 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.3.3 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	Марка проводу	
А-1	304,21	220	145	АС-150/24	450
А-3	208,75	220	99	АС-100/16,5	330
1-2	155,7	220	73	АС-95/16	330
2-3	100,79	220	47	АС-50/8	210
3-4	59,9	220	28	АС-35/6,5	172
1-5	39,076	10	18	АС-25/4,2	142
1-6	41,832	10	18,5	АС-25/4,2	142
5-6	4,821	10	2,5	АС-10/0,8	84

1.3.1 Вибір трансформаторів для схеми А

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього.

$$S_{Тном} \geq S_{розр} = S_{imax} \quad (1.3.13)$$

де $S_{Тном}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА (кВА);

$S_{розр}$ – потужність однострансформаторної підстанції, МВА (кВА);

S_{imax} – максимальна потужність і-го споживача. МВА (кВА).

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

$$S_T \geq S_{розр} = \frac{S_{imax}}{1,4} \quad (1.3.14)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{розр}}{S_{Тном}} \quad (1.3.15)$$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		16

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі.

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби. Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію. Результати вибору трансформаторів показано у таблиці 1.3.4.

Таблиця 1.3.4 – Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	Пот. спож МВА	Категорія спож.	Кількість тр-рів	Срозр, МВА	Марка тр-ра	Кз
1	16	II	2	11,4	ТРДНС-25000/220	0,48
2	77	II	2	55	ТРДЦН-63000/220	0,87
3	54	II	2	38,5	ТРДЦН-40000/220	0,96
4	18	III	1	18	ТРДЦН-25000/220	0,72
5	0,57	II	2	0,401	ТМ-630/10	0,64
6	0,59	II	2	0,42	ТМ-630/10	0,67

У таблиці 1.3.5 та 1.3.6 занесемо параметри трансформаторів для споживачів 1-6.

Таблиця 1.3.5– Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-

4

Тип трансформатора	S _н , МВА	Каталожні дані								Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	Регулювання напруги		R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х кВАр	пт
		ВН	НН					Кі-льк ст.	% на ст..				
ТРДН-40000/220	40	230	11	12	170	50	0,9	±8	1,5	5,62	158,6	360	20,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	12	300	82	0,8	±12	1	3,9	100,7	504	20,9
ТРДЦН-25000/220	25	230	11	11,5	140	24	0,65	±12	1,5	6,76	195	266	20,9

Таблиця 1.3.6 –Параметри трансформатора для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	S _н , кВА	Каталожні дані							Розрахункові дані		
		U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х кВАр	
		ВН	НН								
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	7,6	0,8	1,16	0,77	3,37	16	

1.3.2 Розрахунок потужності та розрахунку напруг у вузлах мережі, ступенів рпн для схеми А

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності:

Активний та реактивний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 * l_i \quad (1.3.16)$$

$$X_{л} = x_0 * l_i \quad (1.3.17)$$

де R_л та X_л – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_{л} = R_{л} + jX_{л} \quad (1.3.18)$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = b_0 * l_i * U_{ном}^2 \quad (1.3.19)$$

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

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ.

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в таблиці 3.7. Таблиця 1.3.7 – Параметри ліній

Ділян- ка	Довжин а, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ См/км		
А-1	31,25	АС-150/24	0,2+j0,429	2,64	3,99	3,06+j13,4
А-3	31,25	АС-100/16,5	0,28+j0,429	2,64	3,99	3,06+j13,4
1-2	23,75	АС-95/16	0,3+j0,435	2,6	3,04	2,88+j10,33
2-3	31,25	АС-50/8	0,595+j0,435	2,6	9,9	9,38+j33,7
3-4	21,25	АС-35/6,2	0,78+j0,435	2,6	2,72	2,57+j9,24
1-5	3	АС-25/4,2	1,15+j0,095	-	-	2,67+j0,285
1-6	0,025	АС-25/4,2	1,15+j0,095	-	-	2,45+j0,26
5-6	2,75	АС-10/0,8	2,7+j0,095	-	-	0,022+j0,002

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (з таблиць 1.3.5 та 1.3.6), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} * (Z_{л}) \quad (1.3.20)$$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		19

де:

P - активна потужність ділянки,

МВА;

Q - реактивна потужність ділянки, МВАр;

$Z_{л}$ - опір ділянки, Ом.

$$\Delta S = \frac{15^2 + 4,93^2}{220^2_{ном}} * (3,06 + 13,4j) = \\ = 1,273 + j5,571$$

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами .

$$U_{i+1} = \sqrt{U_i - \left(\frac{P_i * R + Q_i * X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P_i * X + Q_i * R}{U_i}\right)^2} \quad (1.3.21)$$

де P_i – активна потужність на ділянці, МВА;

Q_i – реактивна потужність на ділянці,
МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} - напруга у вузлі, кВ;

U_i - напруга у попередньому вузлі, кВ.

Результати розрахунку потужностей розпочинаємо відносно точок поторозподілу зображених на рисунках 1.3.3 та 1.3.4.

Усі дані потужностей: кінцеві, початкові, та втрати потужності в лініях показано у таблиці 1.3.8. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у таблиці 1.3.9.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		20

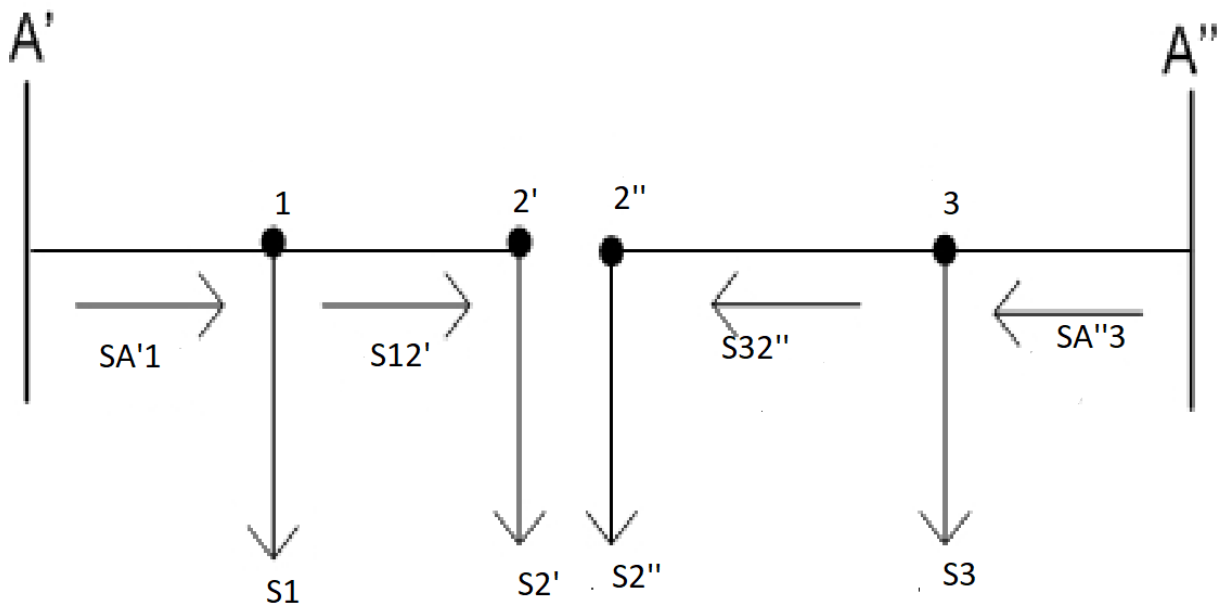


Рис. 1.3.3– Схема мережі А з точкою розриву 3 (велике коло)

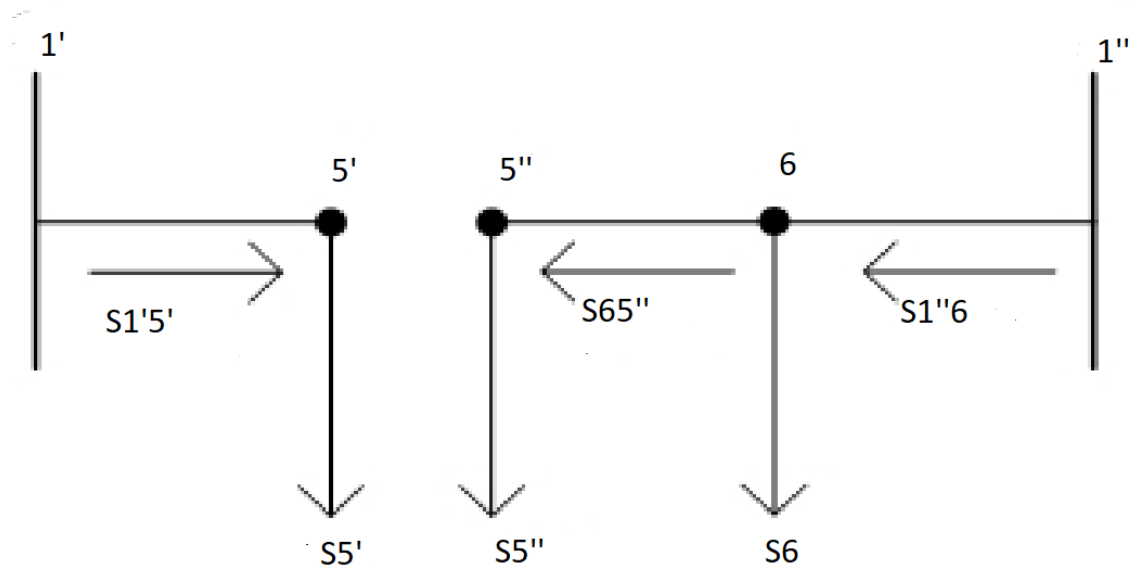


Рис. 1.3.4– Схема мережі А з точкою розриву 5 (мале коло)

Таблиця 1.3.8 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Скінцева	ΔS	Спочаткова	Ірозр	Ідоп
А-1	129,94+j82,11	1,273+j5,571	131,19+j86,61	304,21	450
А-3	80,26+j38,17	0,56+j2,451	90,71+j36,97	207,07	330
1-2	61,5+j29,11	0,256+j0,921	63,45+j30,03	150,2	330
2-3	31,9+j12,63	0,241+j0,866	31,87+j14,94	92,36	210
3-4	4,12+j4,27	0,124+j0,445	44,35+j23,38	128,3	172
1-5	0,607+j0,453	0,013+j0,0013	0,62+j0,454	42,7	142
1-6	0,661+j0,483	0,014+j0,0014	0,674+j0,485	46,4	142
6-5	0,031+j0,119	0,0001+j0,003	0,031+j0,12	7,15	84
1-1`	15,1+j7,31	0,127+j3,58	44,23+j25,61		
2-2`	60,2+j53,14	0,218+j5,632	60,38+j54,78		
3-3`	48,1+j26,8	0,116+j2,99	49,57+j30,8		
4-4`	16,1+j12,06	0,137+j3,55	58,3+j23,62		
5-5`	0,527+j0,31	0,001+j0,008	0,628+j0,338		
6-6`	0,551+j0,23	0,001+j0,006	0,636+j0,543		
А	238,91+j141,59				

Розрахунок РПН для трансформаторів запишемо за формулами максимальних навантажень, напруга повинна забезпечуватися на нижчій стороні підстанцій не менше 10,5% від номінальної, а отже 10,5 кВ.

Визначаємо напругу на шинах низької напруги:

$$U_H^B = U_B - \frac{P \cdot r_T + Q \cdot x_T}{U_B} \quad (1.3.22)$$

де r_T та x_T відповідні опори трансформатора.

Дійсна напруга на шинах низької напруги визначається, і якщо не задовольняє умову $U_H \sim 10,5$ кВ, то використовуємо і наступні формули:

$$U_H = U_H^B \frac{U_{Hном}}{U_{Вном}} \quad (1.3.23)$$

де $U_{Hном} = 11$ кВ, $U_{Вном} = 230$ кВ.

$$U_{відг} = U_H^B \frac{U_{Hном}}{U_{Hбаз}} \quad (1.3.24)$$

$$\Delta U_{\text{необх}} = U_{\text{відг}} - U_{\text{Вном}} \quad (1.3.25)$$

$$\Delta U_{\text{ст}} = \frac{U_{\text{Вном}} * \Delta U_{\text{ст}\%}}{100} \quad (1.3.26)$$

де $\Delta U_{\text{ст}\%}$ - відсоток регулювання на одну ступінь ,величина яка вказана в табличних даних для трансформаторів.

$$n = \frac{\Delta U_{\text{необх}}}{\Delta U_{\text{ст}}} \quad (1.3.27)$$

Для ступеня регулювання n приймаємо значення ближчого цілого, і підставляємо в наступні формули для перевірки правильності напруги на низькій стороні:

$$U_{\text{відг.ст}} = U_{\text{Вном}} + n * \Delta U_{\text{ст}} \quad (1.3.28)$$

$$U_{\text{н}} = U_{\text{н}}^{\text{в}} \frac{U_{\text{Нном}}}{U_{\text{відг.ст}}} \quad (1.3.29)$$

Таблиця 1.3.9 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі та ступені РПН

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	
2	220	223,5	
4	220	226,68	
3	220	222,29	
1	220	220,81	
5	10	10,3	
6	10	10,3	
1'	10	10,57	-6
2'	10	10,493	-4
3'	10	10,487	-3
4'	10	10,462	-12
5'	0,38	0,412	
6'	0,38	0,412	

На рисунку 1.3.5 показано схему заміщення мережі А.

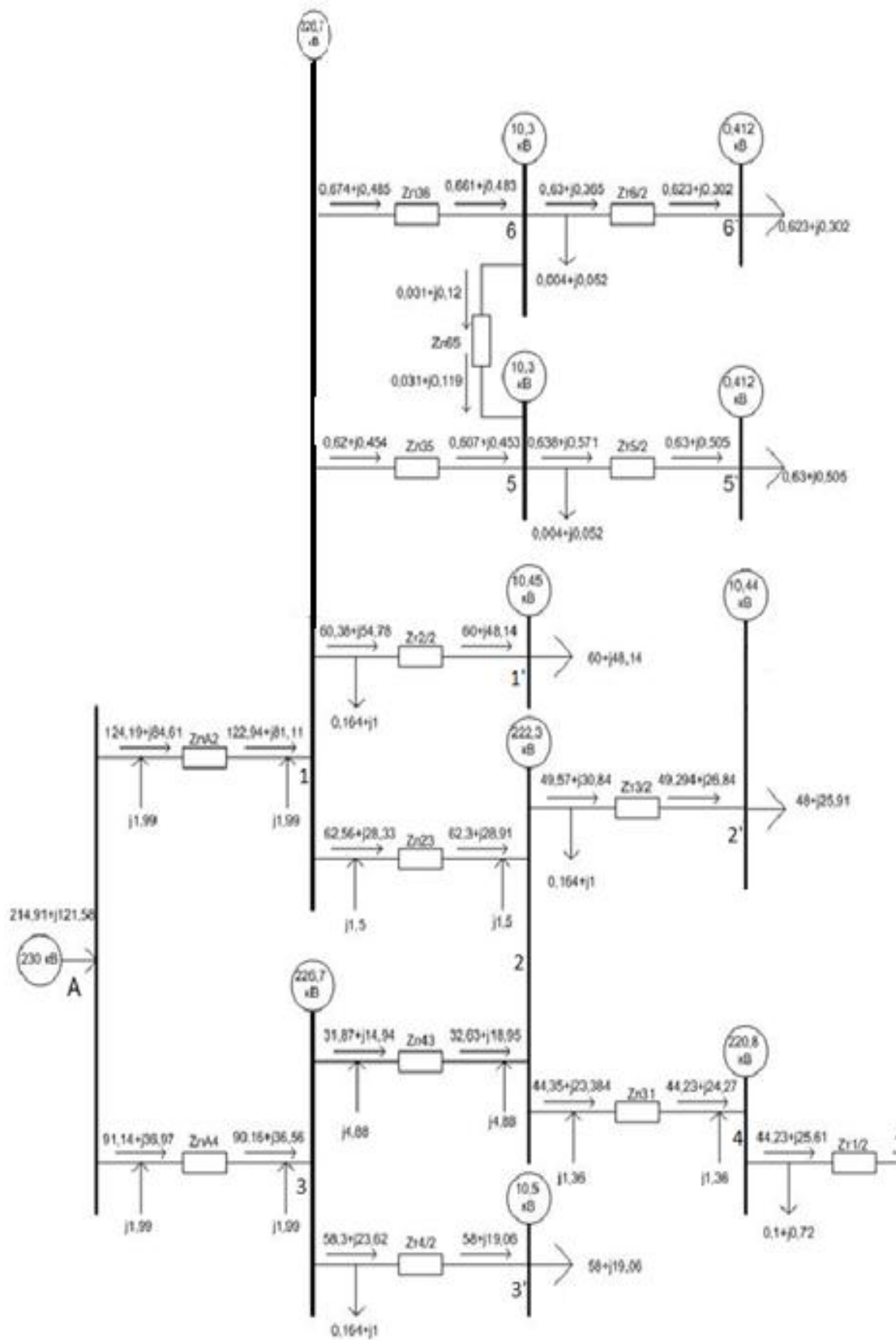


Рис. 1.3.5 – Схема заміщення мережі А

Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата

1.4 Розрахунок електричної мережі схеми Б

Таблиця 1.4.1 – Умовне позначення категорій споживачів

Умовне позначення	Назва категорій
○	Перша
□	Друга
△	Третя

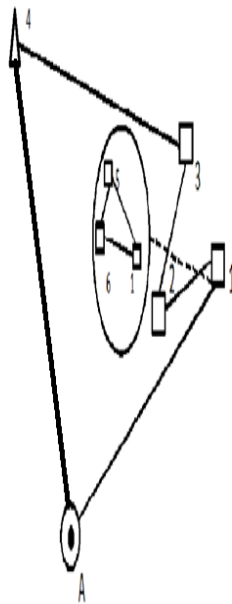


Рисунок 1.4.1 – Конфігурація електричної мережі за схемою Б

1.4. 1Визначення довжин ділянок схеми Б

Довжина ділянки мережі визначається за формулою (3.1).

Результати розрахунку наведені у таблиці. 1.4.1

Таблиця 1.4.1 – Дійсні довжини ліній

№	Лінія	Довжина, км	Коефіцієнт провисання
1	А-1	31,25	1,25
2	А-4	31,25	1,25
3	1-2	23,75	1,25
4	2-3	23,5	1,25
5	3-4	31,25	1,25
6	1-5	3	1,25
7	1-6	3	1,25
8	5-6	1,75	1,25

1.4.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат, вибір проводів та визначення точки потоко-розподілу для схеми Б

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рисунку 1.4.1, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за такими формулами:

Для мережі(кола) високої напруги:

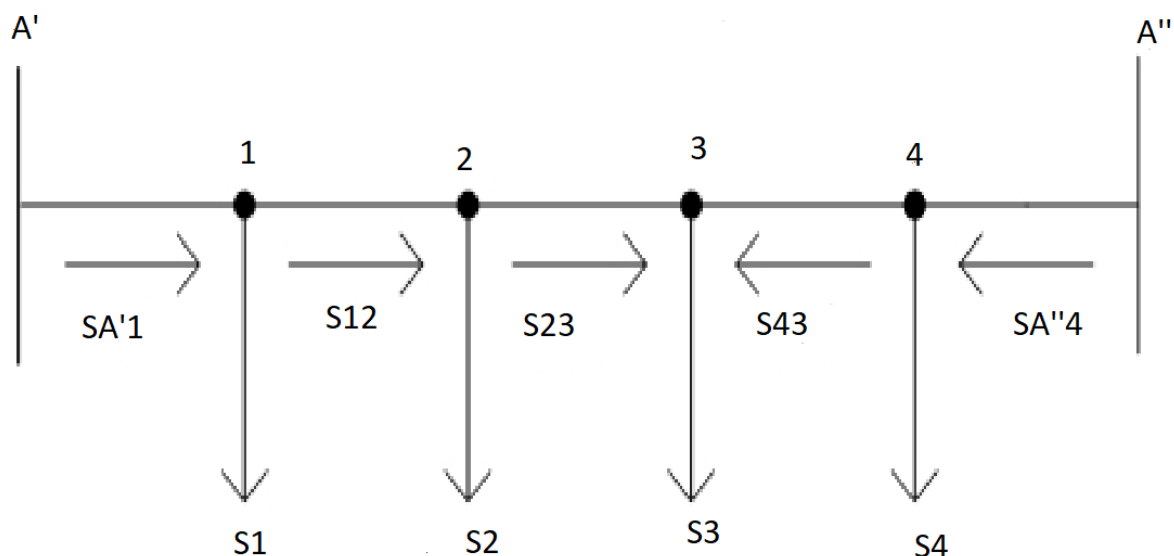


Рис. 1.4.1– Потокорозподіл мережі Б (велике коло)

$$S_{a1} = \frac{S1*(l23+l31+l41+la4)+S3p*(l31+l14+la4)+S1*(l14+la4)+S4*la4}{la2+l23+la4+l34} \quad (1.4.1)$$

$$S_{a4} = \frac{S4*(l14+l31+l23+la2)+S3r*(l31+l23+la2)+S3p*(l23+la2)+S4*la2}{la2+l23+la4+l34} \quad (1.4.2)$$

$$S_{23} = S_{a1} - S2 \quad (1.4.3)$$

$$S_{14} = S_{a4} - S4 \quad (1.4.4)$$

$$S_{31} = S_{23} - S3p \quad (1.4.5)$$

1) Перевірку проводимо за формулами:

$$S_{\text{сум.спожВН}} = S3 + S2 + S4 + S1 = 211,25 + j115,23 \quad (1.4.6)$$

$$S_{\text{сум.потокВН}} = Sa2 + Sa4 = 211,25 + j115,23 \quad (1.4.7)$$

2) Для мережі низької напруги:

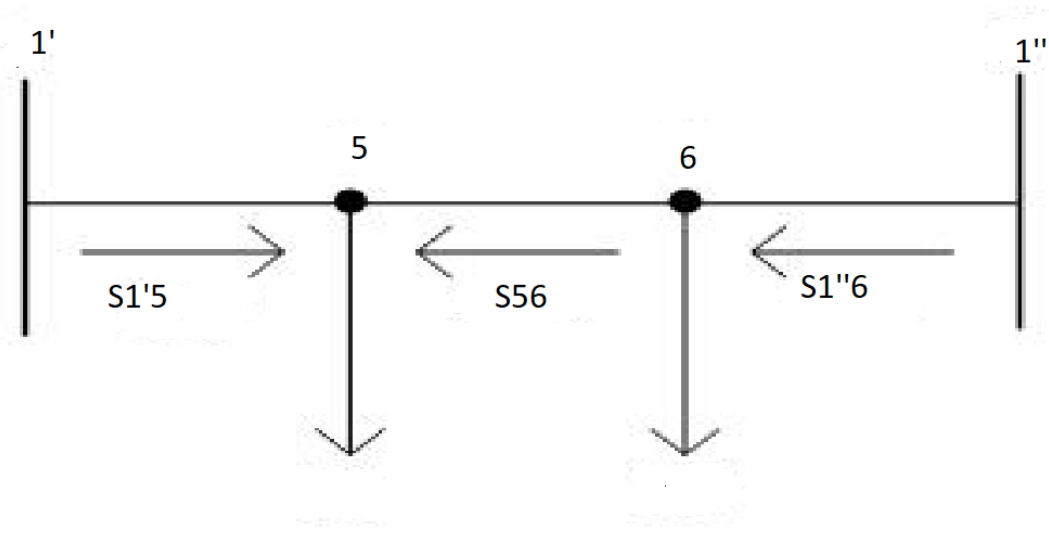


Рис. 4.2– Потокорозподіл мережі Б (мале коло)

$$S_{15} = \frac{S5*(l56+l16)+S6*l16}{l15+l56+l16} \quad (1.4.8)$$

$$S_{16} = \frac{S6*(l56+l35)+S5*l35}{l15+l56+l16} \quad (1.4.9)$$

$$S_{56} = S_{16} - S5 \quad (1.4.10)$$

3) Перевірку проводимо за формулами:

$$S_{\text{сум.спожНН}} = S5 + S6 = 1,253 + j0,807 \quad (1.4.11a)$$

$$S_{\text{сум.потокНН}} = S_{15} + S_{16} = 1,253 + j0,807 \quad (1.4.12б)$$

Приймаючи до уваги, що ми маємо довжину лінії і величину потужності, яка йде по ній, визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова (1.3.10). Також визначаємо струм в лініях за (1.3.11). У табл. 4.2 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ. Таблиця 1.4.2 – Поток потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U _i ,кВ	Напруга,кВ
A-1	128,45+j78,41	168	220
A-4	79,7+j30,24	204	220
1-2	61,55+j23,35	132	220
2-3	31,7+j11,68	101	220
3-4	4+j1,31	39	220
1-5	0,531+j0,386	14	10
1-6	0,544+j0,421	6,37	10
6-5	0,011+j0,119	2,1	10

При оцінці перерізу проводу бачимо, що при $U_{\text{ном}}=110$ кВ втрати потужності у проводах зростають та струм у лінії А-1 більше допустимого значення для ліній 110 кВ, окрім того при аварійному режимі проводи ділянок матимуть значення струмів, вищі ніж допустимі. Для мережі обираємо напругу $U_{\text{ном}}=220$ кВ.

У табл. 1.4.3 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.4.3 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	Марка проводу	
A-1	380,57	220	145	АС-150/24	450
A-4	252,46	220	100	АС-100/16,5	330
1-2	181,77	220	73	АС-95/16	330
2-3	94,26	220	47	АС-50/8	210
3-4	36,82	220	28	АС-35/6,2	172
1-5	41,176	10	18	АС-25/4,2	142
1-6	44,872	10	18,5	АС-25/4,2	142
5-6	7,068	10	3	АС-10/0,8	84

1.4.3 Вибір трансформаторів для схеми Б

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів для схеми Б за формулами (1.3.13 – 1.3.15). Результати вибору трансформаторів запишемо у таблицю 1.4.4.

Таблиця 1.4.4 – Вибір трансформаторів для схеми Б

№ ПС	Пот. спож МВА	Категорія спож.	Кількість тр-рів	Срозр, МВА	Марка тр-ра	Кз
1	16	II	2	11,4	ТРДНС-25000/220	0,48
2	77	II	2	55	ТРДЦН-63000/220	0,873
3	54	II	2	38,5	ТРДЦН-40000/220	0,96
4	18	III	1	12,85	ТРДЦН-25000/220	0,52
5	0,57	II	2	0,401	ТМ-630/10	0,4
6	0,59	II	2	0,42	ТМ-630/10	0,42

У таблиці 1.4.5 та 1.4.6 занесемо параметри трансформаторів для споживачів 1-6.

Таблиця 1.4.5– Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-

4

Тип трансформатора	S _н , МВА	Каталожні дані								Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	Регулювання напруги		R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х кВАр	пт
		ВН	НН					Кі-льк ст.	% на ст..				
ТРДН-40000/220	40	230	11	12	170	50	0,9	±8	1,5	5,62	158,6	360	20,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	12	300	82	0,8	±12	1	3,9	100,7	504	20,9
ТРДЦН-25000/220	25	230	11	11,5	140	24	0,65	±12	1,5	6,76	195	266	20,9

Таблиця 1.4.6 –Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	S _н , кВА	Каталожні дані							Розрахункові дані		
		U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х кВАр	
		ВН	НН								
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	7,6	0,8	1,16	0,77	3,37	16	

1.4.4 Розрахунок потужності та розрахунку напруг у вузлах мережі, ступенів РПН для схеми Б

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності за (3.16 –3.19).

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в таблиці 4.7

Таблиця 4.7 – Параметри ліній

Ділян- ка	Довжин а, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ См/км		
A-1	31,25	АС-150/24	0,2+j0,429	2,64	3,99	3,06+j13,4
A-4	31,25	АС-100/16,5	0,28+j0,429	2,64	3,99	3,06+j13,4
1-2	23,75	АС-95/16	0,3+j0,435	2,6	3,04	2,88+j10,33
2-3	31,25	АС-50/8	0,595+j0,435	2,6	9,9	9,38+j33,7
3-4	21,25	АС-35/6,2	0,78+j0,435	2,6	2,72	2,57+j9,24
1-5	3	АС-25/4,2	1,15+j0,095	-	-	2,67+j0,285
1-6	0,025	АС-25/4,2	1,15+j0,095	-	-	2,45+j0,26
5-6	2,75	АС-10/0,8	2,7+j0,095	-	-	0,022+j0,002

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (з таблиць 1.4.5 та 1.4.6), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії та розрахунок падіння напруги виконуємо за формулами (1.3.20 – 1.3.21), при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами].

Результати розрахунку потужностей розпочинаємо відносно точок поторозподілу зображених на рисунках 1.4.3 та 1.4.4. Усі дані потужностей: кінцеві, початкові, та втрати потужності в лініях показано у таблиці 1.4.8. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у таблиці 1.4.9.

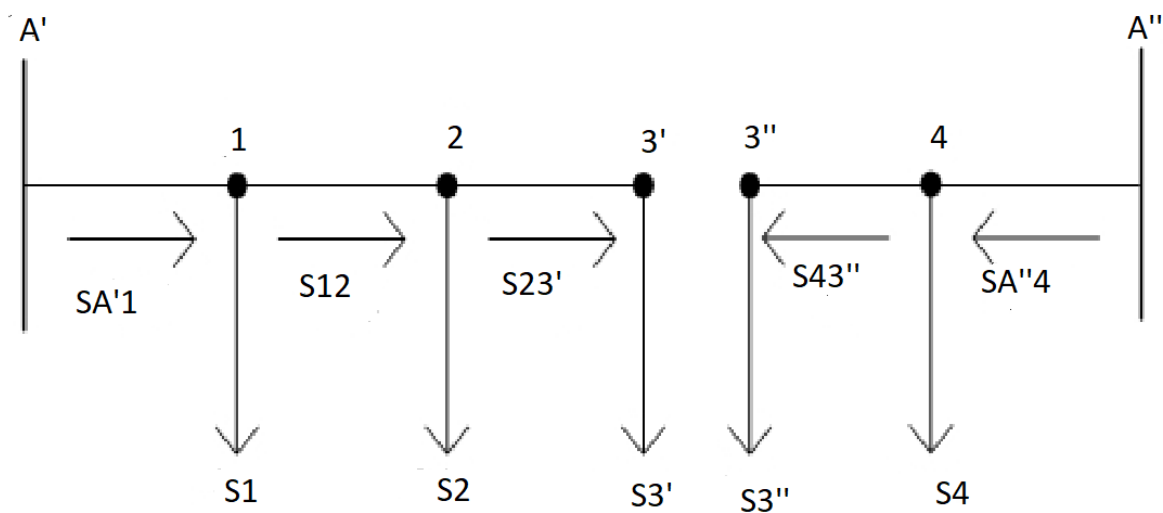


Рис. 1.4.3– Схема мережі Б з точкою розриву 1 (велике коло)

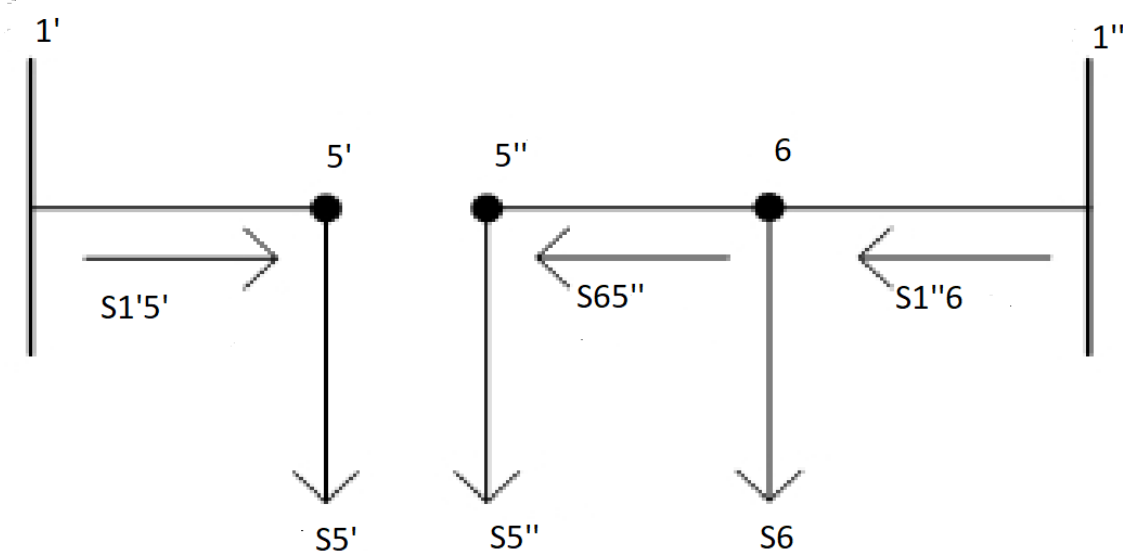


Рис. 1.4.4– Схема мережі Б з точкою розриву 5 (мале коло)

Таблиця 1.4.8 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Скінцева	ΔS	Спочаткова	Ірозр	Ідоп
А-1	124,15+j79,33	1,257+j5,5	125,41+j82,84	394,4	450
А-4	88,75+j32,71	0,518+j2,27	89,26+j32,98	249,7	330
1-2	63,51+j27,12	0,259+j0,932	63,77+j26,55	181,28	330
2-3	30,18+j16,22	0,259+j0,93	30,44+j11,09	85	210
3-4	14,04+j2	0,009+j0,035	14,05+j0,7	36,8	172
1-5	0,607+j0,453	0,013+j0,0013	0,62+j0,454	42,7	142
1-6	0,661+j0,483	0,014+j0,0014	0,674+j0,485	46,4	142
6-5	0,031+j0,119	0,0001+j0,001	0,031+j0,12	7,16	84
1-1`	44+j21,31	0,127+j3,58	44,23+j25,61		
2-2`	60+j48,14	0,218+j5,632	60,38+j54,78		
3-3`	49,294+j26,8	0,116+j2,99	49,46+j27,91		
4-4`	58+j19,06	0,137+j3,55	58,3+j23,62		
5-5`	0,623+j0,302	0,001+j0,008	0,628+j0,338		
6-6`	0,63+j0,505	0,001+j0,006	0,636+j0,543		
А	214,67+j115,82				

Розрахунок РПН для трансформаторів за формулами (1.3.22 – 1.3.29), при режимі максимальних навантажень повинна забезпечуватися напруга на нижчій стороні підстанцій приблизно 10,5% від номінальної, а отже 10,5 кВ.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		34

Таблиця 1.4.9 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	
1	220	223,6	
4	220	226,94	
3	220	221,55	
2	220	222,37	
5	10	10,3	
6	10	10,3	
1'	10	10,486	-2
2'	10	10,498	-4
3'	10	10,482	-2
4'	10	10,474	1
5'	0,38	0,412	
6'	0,38	0,412	

На рисунку 1.4.5 показано схему заміщення мережі Б.

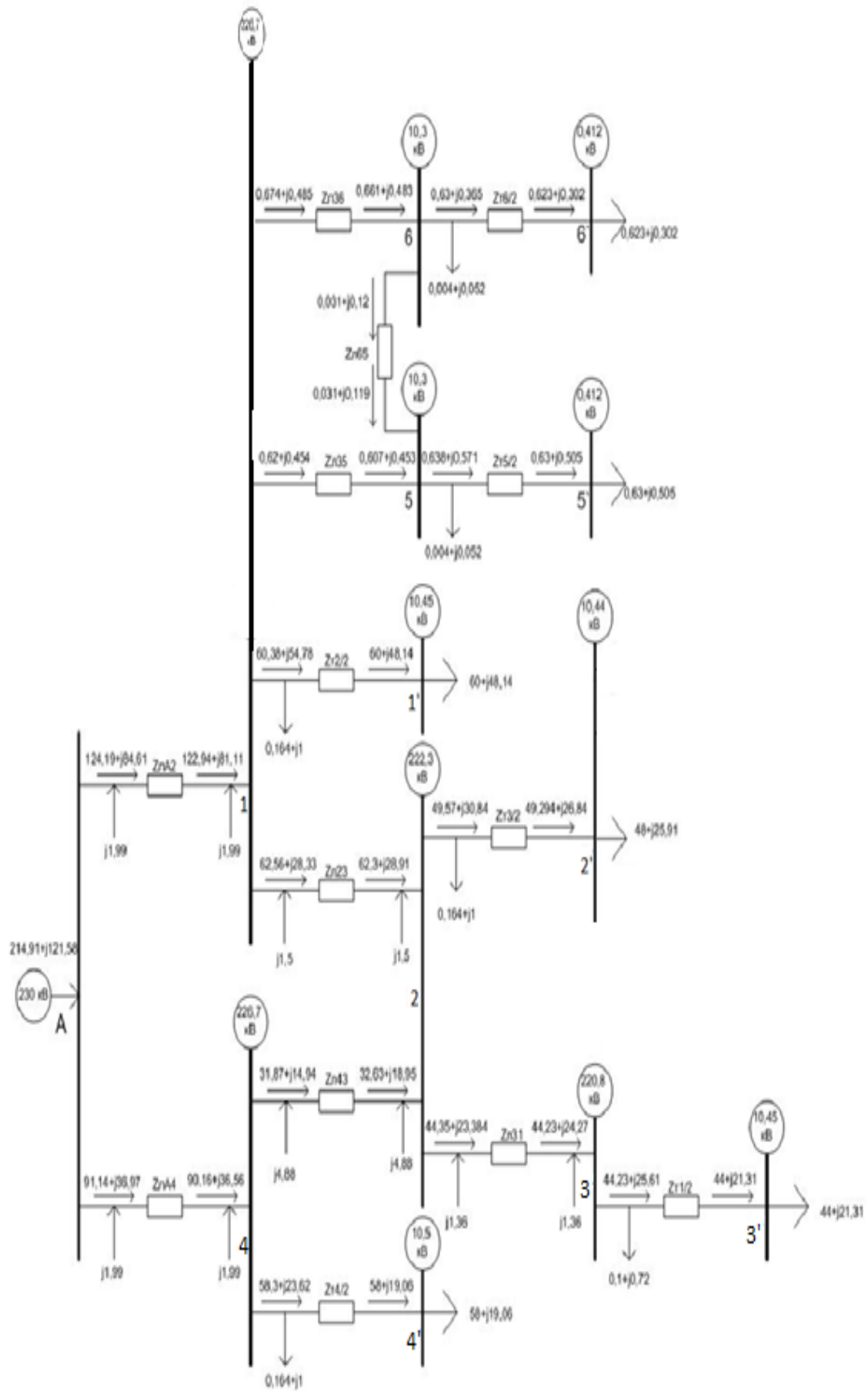


Рис. 1.4.5 – Схема заміщення мережі Б

1.5 ПОРІВНЯННЯ ДВОХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Завданням порівняння є вибір найкращої схеми з двох варіантів, що розглядаються, а критерієм вибору є мінімум втрат та забезпечення споживачів якісною електроенергією при різних режимах роботи.

Таблиця 1.5.1-Втрати в схемі А.

Ділянка	T, год	τ , год	ΔW , МВт*год
А-1	3109	2531	1618
А-3	3805	3348	2444
1-2	5001	4412	1874,2
2-3	4490	3968	871,15
3-4	3490	2968	484,74
1-5	4950	4914	862,4
1-6	4682	3769	134,28
6-5	4850	3914	1254,12
1-1`	3160	2968	1427
2-2`	5220	4656	2332
3-3`	4870	4282	1817
4-4`	4230	4566	2103
5-5`	5240	4914	58,46
6-6`	4550	2679	47,45
Сума			16173,692

Таблиця 1.5.2-Втрати в схемі Б.

Ділянка	T, год	τ , год	ΔW , МВт*год
А-1	2962	2703	2043
А-4	3694	3212	2257
1-2	5057	4585	929
2-3	3490	2968	917
3-4	4090	3968	38,16
1-5	4650	3914	56,85
1-6	4582	3769	34,28
6-5	6250	5914	2560
1-1`	3160	2968	1427
2-2`	5220	4656	2332
3-3`	4870	4482	1818
4-4`	4230	4066	2103
5-5`	5240	4914	58,46
6-6`	4550	3979	47,45
Сума			16861,212

Втрати активної енергії у МВт·год в проводах або жилах кабелів розраховують за формулою:

$$\Delta W = a \cdot I^2 \cdot R_{\text{ЕК}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3}$$

де a - коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 2 для однофазної мережі;

I – середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму ЛЕП,;

$$R_{\text{ЕК}} = \sum_{m=1}^n R_{\text{ПМ}} l_m - \text{еквівалентний активний опір фази ЛЕП, Ом};$$

$R_{\text{ПМ}}$ – питомий опір фази m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

l_m – довжина m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю) з урахуванням його провисання, укладання «змійкою» тощо, км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю);

k_{ϕ}^2 – коефіцієнт форми графіка навантаження ЛЕП;

T_p – час роботи ЛЕП під навантаженням протягом розрахункового періоду, години

$$\Delta W_{A-1} = a \cdot I^2 \cdot R_{\text{ЕК}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 124 \cdot 32.3 \cdot 23.1 \cdot 2.1 \cdot 2531 \cdot 10^{-3} = 1618 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{A-3} = a \cdot I^2 \cdot R_{\text{ЕК}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 168 \cdot 36.3 \cdot 25.1 \cdot 2.1 \cdot 3348 \cdot 10^{-3} = 2444 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{1-1} = a \cdot I^2 \cdot R_{\text{ЕК}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 98 \cdot 32.3 \cdot 23.1 \cdot 2.1 \cdot 2968 \cdot 10^{-3} = 1427 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{2-2} = a \cdot I^2 \cdot R_{\text{ЕК}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 75 \cdot 26.3 \cdot 35.1 \cdot 2.1 \cdot 4626 \cdot 10^{-3} = 2332 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

В схемах А та Б розраховали втрати, та порівнявши їх отримаємо:

$$\Delta W_A > \Delta W_B$$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
						38
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		

Втрати в схемі Б будуть більшими ніж в схемі А, це ми бачимо при розрахунку суми всіх втрат в мережі, тому ми обираємо за цим показником схему А.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
						39
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ док.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

2. Вибір обладнання високовольтної підстанції

Таблиця 2.1- Вхідні дані.

$P_{\text{ном.нав.}}$, МВт	$\cos\varphi_{\text{нав}}$	X_{L1} , Ом	X_{L2} , Ом	$S_{\text{кз.с.}}$, МВт	t , °С
30	0,89	40	23	5000	0

Таблиця 2.2 -Графік добового навантаження.

0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
45	50	60	90	90	90	75	95	95	140	150	100

2.1.Вибір потужності силових трансформаторів

Визначимо повну потужність навантаження:

$$S_{\text{ном.нав.}} = \frac{P_{\text{ном.нав.}}}{\cos\varphi_{\text{нав.}}} = \frac{30}{0,89} = 34 \text{ МВА}$$

Тип трансформатора	$S_{\text{н}}$, МВА	Каталожні дані								Розрахункові дані			
		$U_{\text{ном}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	Регулювання напруги		$R_{\text{т}}$, Ом	$X_{\text{т}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$, кВАр	пт
		ВН	НН					Кі-льк ст.	% на ст..				
ТРДЦН-25000/220	25	230	11	11,5	140	24	0,65	±12	1.5	6,76	195	266	20,9

Потужність трансформатора повинна бути:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\text{ном.нав.}}}{1,4} = 21 \text{ МВА}$$

Отже, беремо трансформатор ТРДЦН-25000/220

					БР 3.6.141.480 ПЗ				арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата					40

$$S_1 = 0.45 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 0,45 * 34 = 15 \text{ МВт}$$

$$S_2 = 0.5 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 17 \text{ МВт}$$

$$S_3 = 0.6 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 20,4 \text{ МВт}$$

$$S_4 = 0.9 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 30,6 \text{ МВт}$$

$$S_5 = 0.9 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 30,6 \text{ МВт}$$

$$S_6 = 0.9 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 30,6 \text{ МВт}$$

$$S_7 = 0.75 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 25,5 \text{ МВт}$$

$$S_8 = 0.95 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 32,3 \text{ МВт}$$

$$S_9 = 0,95 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 32,3 \text{ МВт}$$

$$S_{10} = 1,4 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 47,6 \text{ МВт}$$

$$S_{11} = 1,5 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 51, \text{ МВт}$$

$$S_{12} = 1 * S_{\text{НОМ.НАВ}} = 34 \text{ МВт}$$

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

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.ТР.}}} \sqrt{\frac{S_1^2 * t_1 + S_2^2 * t_2 + S_3^2 * t_3}{t_1 + t_2 + t_3}} = \frac{1}{23.81} \sqrt{\frac{16.667^2 * 2 + 18.333 * 2 + 20^2 * 2}{2 + 2 + 2}} = 0.772$$

Визначимо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беремо ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.ТР.}}} \sqrt{\frac{2S_4^2 * t_4 + 2S_6^2 * t_6 + 2S_8^2 * t_8 + S_{10}^2 * t_{10} + S_{11}^2 * t_{11} + S_{12}^2 * t_{12}}{t_4 + t_5 + t_6 + t_7 + t_8 + t_9 + t_{10} + t_{11} + t_{12}}} = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{2 * 30^2 * 2 + 2 * 26.667 * 2 + 2 * 31.667^2 * 2 + 41.667^2 * 2 + 36.667^2 * 2 + 35^2 * 2}{2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2}} = 1.302$$

Максимальне перевантаження:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.ТР.}}} = \frac{31.667}{34} = 1.667$$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		41

$$K_2 = 0.9 * K_{max} = 1.5$$

Так як, значення $K_2' > K_2$, то остаточно беремо $K_2 = K_2 = 1.5$

Визначимо значення K_2 за ГОСТом 14209-85 при:

нормальному режимі роботи ($\Theta_{охл} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$, тип охолодження Д, $t_{перев.} = 18 \text{ год}$)

$t_{перев.},$ год	Д		
	K_1		
	0,7	0,8	0,9
12	1,25	1,25	1,24
18	1,205	1,205	1,2
24	1,16	1,16	1,16

$$K_{2ГОСТ} = 1,205$$

Так як, $K_{2ГОСТ} < K_2$, то даний трансформатор не підходить для роботи в нормальному режимі.

при аварійному режимі ($\Theta_{охл} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$, тип охолодження Д, $t_{перев.} = 18 \text{ год}$):

$t_{перев.},$ год	Д		
	K_1		
	0,7	0,8	0,9
12	1,5	1,5	1,5
18	1,5	1,5	1,5
24	1,5	1,5	1,5

$$K_{2ГОСТ} = 1,5$$

Так як, $K_{2ГОСТ} \leq K_2$

,то даний трансформатор не підходить для роботи в аварійному режимі. Тому обираємо трансформатор типу ТД – 25000/220.

Обравши трансформатор ТД – 25000/220 графік навантаження матиме вигляд рис. 2.

Тоді K_1 та K_2 матимуть значення:

$$K_1 =$$

$$\frac{1}{S_{\text{ном.тр.}}} \sqrt{\frac{S_1^2 * t_1 + S_2^2 * t_2 + S_3^2 * t_3 + 2S_4^2 * t_4 + 2S_6^2 * t_6 + 2S_8^2 * t_8 + S_{11}^2 * t_{11} + S_{12}^2 * t_{12}}{t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7 + t_8 + t_9 + t_{11} + t_{12}}} =$$

$$\frac{1}{40} \sqrt{\frac{16.667^2 * 2 + 18.333 * 2 + 20^2 * 2 + 2 * 30^2 * 2 + 2 * 26.667 * 2 + 2 * 31.667^2 * 2 + 36.667^2 * 2 + 35^2 * 2}{2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2}} = 0.774$$

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{ном.тр.}}} \sqrt{\frac{S_{10}^2 * t_{10}}{t_{10}}} = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{41.667^2 * 2}{2}} = 1.042$$

Максимальне перевантаження:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{31.667}{30} = 1.042$$

$$K_2 = 0.9 * K_{\text{max}} = 0.938$$

Так як, значення $K_2' < K_2$, то остаточно беремо $K_2 = 1.042$

Визначимо значення K_2 за ГОСТом 14209-85 при:

1) нормальному режимі роботи ($\Theta_{\text{охл}} = 0^\circ\text{C}$, тип охолодження Д, $t_{\text{перев.}} = 2 \text{ год}$)

$t_{\text{перев.}}$ год	Д		
	K_1		
	0,7	0,8	0,9
2	1,7	1,6	1,6
	4	9	4

$$K_{2\text{ГОСТ}} = 1,69$$

Так як, $K_{2\text{ГОСТ}} > K_2$, то даний трансформатор підходить для роботи в нормальному режимі.

2) аварійному режимі роботи ($\Theta_{\text{охл}} = 0^\circ\text{C}$, тип охолодження Д, $t_{\text{перев.}} = 2 \text{ год}$):

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		43

$t_{перев.}$ год	Д		
	K_1		
	0,7	0,8	0,9
2	1,5	1,5	1,5

$$K_{2ГОСТ} = 1,5$$

Так як, $K_{2ГОСТ} > K_2$, то даний трансформатор підходить для роботи при виникненні аварійного режиму.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
						44
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центра живлення.

Визначимо опір системи:

$$X_c = \frac{U_B^2}{S_c} = \frac{220^2 * 10^6}{25000 * 10^6} = 3.903 \text{ Ом}$$

За каталожними даними визначимо опори для обраного трансформатора ТРДЦН – 25000/220:

$$X_{T1} = X_{T2} = 38,4 \text{ Ом}$$

Опір лінії відомий: $X_{Л1} = 40 \text{ Ом}$ $X_{Л2} = 23 \text{ Ом}$

Результуючий опір лінії та трансформаторів:

$$X_L = \frac{X_{Л1} * X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{40 * 23}{40 + 23} = 13,333 \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{X_{T1} * X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} = \frac{38,4 * 38,4}{38,4 + 38,4} = 19,2 \text{ Ом}$$

Періодична складова струму КЗ у точці K_1 :

при КЗ в т. К1:

$$I_{K1} = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_L + X_c)} = \frac{220}{\sqrt{3}(13.333 + 3.903)} = 3.685 \text{ кА}$$

– при КЗ в т. К2 приведена до вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_L + X_T + X_c)} = \frac{220}{\sqrt{3}(13.333 + 3.903 + 19.2)} = 10.521 \text{ кА}$$

реальне значення КЗ у т. К2 (приведемо до низької сторони):

$$I_{K2} = I_{K2}^B * \frac{U_B}{U_H} = 10.521 * \frac{10}{10} = 115.733 \text{ кА}$$

Визначимо ударний струм:

у т. К1

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} k_{y\partial} I_{K1}$$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		45

З табл. 3.8 (Рожкова Л.Д.) визначимо $k_{y0} = 1,608$

$$i_{yд1} = \sqrt{2}k_{yд}I_{K1} = \sqrt{2} * 1.608 * 3.685 = 8.379 \text{ kA}$$

у т. К2

$$i_{y02} = \sqrt{2}k_{y0}I_{K2}$$

3 табл. 3.8 (Рожкова Л.Д.) визначимо

$$k_{y0} = \frac{1,904 - 1,82}{80 - 32} \cdot (40 - 32) + 1,82 = 1,834$$

$$i_{yд2} = \sqrt{2}k_{yд}I_{K2} = \sqrt{2} * 1.834 * 115.733 = 300.172$$

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

$$I_{m1} = I_{K1}$$

$$I_{m2} = I_{K2}$$

Аперіодична складова струму КЗ до моменту розходження контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2}I_{nr}e^{-\frac{t}{T_a}}, \text{ де постійна часу затухання в т. К1 } T_{a1} = 0,02 \text{ с, а в т. К2}$$

$$T_{a1} = \frac{0,1 - 0,5}{(80 - 32)} \cdot (40 - 32) + 0,5 = 0,058 \text{ с}$$

Значення аперіодичної складової струму:

у

т.

К1:

$$i_{a1} = \sqrt{2}I_{m1}e^{-\frac{0,6}{0,025}} = \sqrt{2} * 3.685 * e^{-\frac{0,6}{0,025}} = 0.473 \text{ kA}$$

у т. К2:

$$i_{a2} = \sqrt{2}I_{nr2}e^{-\frac{t_2}{T_{a2}}} = \sqrt{2} \cdot 19,74e^{-\frac{0,1}{0,058}} = 5,03 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2}I_{m2}e^{-\frac{0,1}{0,058}} = \sqrt{2} * 115.733 * e^{-\frac{0,1}{0,058}} = 29.187 \text{ kA}$$

Інтеграл Джоуля (термічна стійкість)

для т. К1:

$$B_{K1} = I_{K1}^2(t1 + T_{a1}) = 3.685^2(0.6 + 0.025) = 8.485 \text{ kA}^2\text{с}$$

для т. К2:

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		46

$$B_{K2} = I_{K2}^2 (t_2 + T_{a2}) = 19,74^2 (0,1 + 0,058) = 61,7 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{K2} = I_{K2}^2 (t_2 + T_{a2}) = 3.685^2 (0.1 + 0.058) = 2116 \text{ кА}^2\text{с}$$

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент втрати контактів вимикача, кА	Аперіод. Складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 220 кВ (K_1)	3,685	8,379	3,685	0,473	8.485
Шини 10 кВ (K_2)	115.733	300.172	115.733	29.187	2116

2.3. Вибір високовольтних електричних апаратів рп і струмоведучих частин

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

- вибір за напругою;
- вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- перевірка на електродинамічну стійкість;
- перевірка на термічну стійкість;
- вибір з виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки).

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- вступні вимикачі на боці 10 кВ;
- секційні вимикачі на боці 10 кВ;
- вимикачі ліній, що відходять, 10 кВ; роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформатори типу і напруги 220 кВ і 10 кВ;
- ошиновка розподільних пристроїв 220 кВ і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на ВН:

$$I_{\max}^{ВН} = \frac{1,4S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,92 \text{ A}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі:

$$I_{\max}^{НН} = \frac{1,4S_{ном}}{\sqrt{3}U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3233,16 \text{ A}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі:

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		48

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{HH}}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1616,58 \text{ A}$$

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

$$I_{\max}^{ЛВ} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{HH}} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 323,32 \text{ A}$$

Вибір вимикачів на боці 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}} \text{ A}$	293,92	1250 A
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	3,92 кА	40 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	8,92 кА	125 кА
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откНом}}$	3,92 кА	40 кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а ном}} \text{ кА}$	0,276	–
$B_K \leq I_{\text{T}}^2 t_r$	1,23 кА ² · с	7500 кА ² · с

Обираємо елегазовий вимикач **ЯЭ – 220Л-23(13)У4**.

Вибір вимикачів у колі трансформатора на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	3233,1 6 А	3600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	19,74 кА	–
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	51,2 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	19,74 кА	20 кА
$I_{ар} \leq I_{а ном}$	5,03 кА	–
$B_K \leq I_{Tr}^2 t_r$	61,7 кА ² ·с	1600 кА ² ·с

Підходить лише електромагнітний вимикач ВЭ – 10-3600-20-УЗ(ТЗ).

Вибір секційного вимикача на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1616,5 8 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	19,74 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	51,2 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	19,74 кА	31,5 кА
$I_{ар} \leq I_{а ном}$	5,03 кА	–
$B_K \leq I_{Tr}^2 t_r$	61,7 кА ² ·с	2976,8 кА ² ·с

Обираємо вимикач вакуумний серії ВВЭ-10-31,5/2000УЗ.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
						50
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		

Вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	323,32 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	19,74 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	51,2 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$	19,74 кА	20 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	5,03 кА	10 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	61,7 кА ² · с	1200 кА ² · с

Обираємо вакуумний вимикач **ВВТЭ-10-20/630УХЛ2**.

Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	293,92 А	630 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	8,92 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,23 кА ² · с	3969 кА ² · с

Обрав роз'єднувач типу **РНДЗ-1-220/630 Т1**.

2.4. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 10.

Таблиця 10 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	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	-	2.5
Лічильник реактивної енергії	СР4	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 секц. Вимикач на НН			0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0.5	0.5	0.5

Таблиця 2.5.1 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
3. $I_{роз} \leq I_{ном}$	393,92 (А)	500 А
4. $I_{уд} \leq I_{СКВ}$	7,097 (кА)	-
5. $B_k \leq I_{ТГ}^2 t_{Г}$	0,82 6 (кА ² с)	288,12 (кА ² с)
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,82 (Ом)	1,2 Ом

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 220Б-І, користуючись довідником. Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше, ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K;$$

Де $Z_{ном}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом;

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

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		53

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен бути не менше, ніж 4 (мм²) для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l=100$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{S}$$

Де ρ – питомий опір алюмінію $0,0283 \frac{\text{Ом}\cdot\text{м}}{\text{мм}}$,

S – перетин жил (мм²),

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,7 \text{ (Ом)}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ (Ом)}$$

Що менше, ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Трансформатор струму ТФЗМ 110Б-І відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.5.2 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{роз}} \leq I_{\text{НО}}$	3233,2 (А)	4000
6. $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	42,167 (кА)	-
7. $B_K \leq I_T^2 t_T$	51,45(кА ² с)	3675 (кА ² с)
$Z_{\text{Н}} \leq Z_{\text{Н.НОМ}}$	0,64	1,2

Обираємо трансформатор струму ТШЛ10-У3 користуючись довідником.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше, ніж розрахований за формулою:

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

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

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

$Z_{\text{к}}$ – опір контактів, Ом;

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен бути не менше, ніж 4 (мм²) для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l=40$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{S}$$

Де ρ – питомий опір алюмінію $0,0283 \frac{\text{Ом}\cdot\text{м}}{\text{мм}}$,

S – перетин жил (мм²),

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,28 \text{ (Ом)}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,62 + 0,1 + 0,28 = 0,64 \text{ (Ом)}$$

Що менше, ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Трансформатор струму ТШЛ 10 У3 відповідає умовам вибору.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		55

Таблиця 2.5.3 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
8. $I_{ном}$	646,63 (А)	1000
9. $I_{СКВ}$	42,167 (кА)	-
10. $I_T^2 t_r$	51,45(кА ² с)	4800 (кА ² с)
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,4	0,4

Обираємо трансформатор струму ТЛ10 – І, користуючись довідником
Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше, ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K;$$

Де $Z_{ном}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом;

$$Z_{пр} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ (Ом)}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен бути не менше, ніж 4 (мм²) для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l=40$ м

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{S},$$

Де ρ – питомий опір алюмінію $0,0283 \frac{\text{Ом}\cdot\text{м}}{\text{мм}}$,

S – перетин жил (мм²),

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		56

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,28 \text{ (Ом)}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,28 = 0,4 \text{ (Ом)}$$

Що менше, ніж 0,4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Трансформатор струму ТЛ10-І відповідає умовам вибору.

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю. На боці високої напруги (220 кВ) обираємо трансформатори НКФ-220-83У1, на боці 10 кВ – ЭНОЛ-06-10У3.

Таблиця 2.5.4 - Трансформатори напруги

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-220-83У1	220000/√3	200/√3	200	-	400	600	1200	5000

Таблиця 2.5.5 – Трансформатори напруги

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	
ЭНОЛ-06-10У3	10000/√3	100/√3	100/3 или 100	50	75	150	300	630

2.5. Вибір шин розподільчих пристроїв

Ошиновку в РП 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелегуючінієвими проводами. Вибираються ці шини за наступними умовами:

- Економічна щільність струму $q_p = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e}$, де j_e — економічна щільність струму; $j_e = 1.1$, для неізолюваних алюмінієвих проводів

$$q_p = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e} = \frac{293,92}{1,1} = 267,2 \text{ (мм}^2\text{)}$$

За умовою вибираємо провід АС-300/39.

Перевірка за допустимим струмом $293,92 \leq 710$ А умова виконується

Перевірка на термічну стійкість при КЗ:

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \text{ де } C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кА} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{0,826}}{91 \cdot 10^{-3}} = 9,987 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Перевірка гнучких шин на електродинамічну стійкість при КЗ не проводимо, так як виконується умова: $I_{\text{КЗ}}^{\text{ВН}} = 3,117 < 20$ кА

Обираємо для встановлення провід АС-300/39, де допустимий струм становить 710 (А). $I_{\text{доп}} = 710$ А.

Для закритих РП 10 кВ використовуються жорсткі шини. Вибір перетину виконується за допустимим струмом. Беремо шини коробчастого перерізу алюмінієві 2x125x55x6,5 (мм), переріз (2x1370) (мм²) $W_{y_0-y_0} = 100(\text{см}^3)$, $W_{y-y} = 9,5(\text{см}^3)$, $I_{\text{доп}} = 4640$ (А)

Знаходимо припустимий струм з урахуванням поправки на температуру навколишнього середовища:

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		58

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{v_{\text{доп}} - v_{\text{о.ф.}}}{v_{\text{доп}} - v_{\text{о.н.}}}} = 4640 \sqrt{\frac{70 - (-10)}{70 - 20}} = 5869,19 \text{ (А)}$$

Тверді 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 алюмінієвих шин визначається за формулою:

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173.2}{2^2} \sqrt{\frac{625}{2 \cdot 13,7 \cdot 10^{-2}}} = 206,5 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц}$$

Умовою механічної міцності шин є

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

де $\sigma_{\text{расч}}$ - розрахунковий механічний напрумок у матеріалі шин, МПА,

$\sigma_{\text{доп}} = 75$ МПА - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінію марки ДДЗТ.

Визначимо розрахункову механічну напругу за формулою :

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 l^2}{W_{y0y0} \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(42,167 \cdot 10^3)^2 \cdot 2^2}{100 \cdot 0,8} = 3,85 \text{ мПа}$$

де $a = 0.5$ м - відстань між фазами.

$$3,85 \text{ мПа} \leq 75 \text{ МПа}$$

Визначимо силу взаємодії між швелерами:

$$f_n = 0.5 \cdot \frac{i_y^2}{h} \cdot 10^{-7} = 0.5 \cdot \frac{(42,167 \cdot 10^3)^2}{0,125} \cdot 10^{-7} = 711,22 \text{ Н/м}$$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		59

3. Розрахунок релейного захисту

Тип трансформатору: ТРДЦН – 630000/220. Так як цей трансформатор знаходиться на підстанції тому і релейний захист його ми будемо розраховувати.

Тип трансформатора	S _н , МВА	Каталожні дані								Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	Регулювання напруги		R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр	пг
		ВН	НН					Кі-льк ст.	% на ст..				
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	12	300	82	0,8	±12	1,5	3,9	100,7	504	20,9

Таблиця 3.1 – Паспортні дані трансформатора

Межі регулювання $\pm 8 \cdot 1,5\% = 0,12$

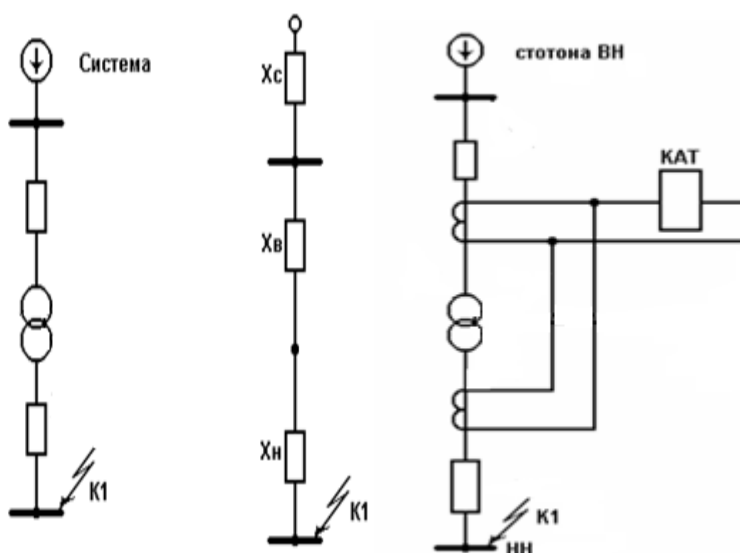


Рис.1 Пояснювальна схема захисту трансформатора

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розраховуємо струми КЗ в максимальному і мініальному режимах системи.

Струми КЗ приведені до напруги 220 кВ.

Розраховуємо опори трансформатора на ВН та НН:

$$X_T = 39,7 \text{ Ом}$$

$$X_{ТВ} = 0,125 \cdot X_T = 4,96 \text{ Ом}$$

$$X_{ТН} = 1,75 \cdot X_T = 69,48 \text{ Ом}$$

При розрахунку струмів КЗ трансформаторів з РПН необхідно врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 330 кВ наближено можна прийняти:

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

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

звідси:

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

$$X_{В.макс} = 4,96(1 + 0,12)^2 = 6,23 \text{ Ом}$$

$$X_{Н.мін} = 69,48(1 - 0,12)^2 = 53,80 \text{ Ом}$$

$$X_{Н.макс} = 69,48(1 + 0,12)^2 = 87,15 \text{ Ом}$$

Струм КЗ на шинах низької напруги (точка К1) становить:

$$I_{К.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(X_{с.макс} + X_{В.мін} + X_{Н.мін})} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(10 + 3,84 + 53,8)} = 2163 \text{ А}$$

$$I_{К.мін}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(X_{с.мін} + X_{В.макс} + X_{Н.макс})} = \frac{220 \cdot 10^3}{2(22 + 6,23 + 87,15)} = 1196,8 \text{ А}$$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		61

3.2 Розрахунок подовжнього диференційного захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту й вибір типу реле

Розраховуємо середні значення первинних і вторинних номінальних струмів для всіх плечей диференційного захисту (за номінальною напругою найбільш потужної обмотки трансформатора). Розрахунки зводимо у табл. 2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок струмів

Величина	Розрахунковий вираз	Чисельне значення для сторони	
		ВН	НН/НН
Первинний номінальний струм ТР, А,	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 4201,6$	$\frac{1 \cdot 63000}{2 \sqrt{3} \cdot 11} = 1899$
Схема з'єднання обмоток		Y	Δ
Коефіцієнт трансформації	$k_{\text{ТА}}$	500/5	5000/5
Коефіцієнт схеми	$k_{\text{СХ}}$	1	$\sqrt{3}$
Вторинний струм в плечі захисту, А	$I_{2\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТА}}}$	$\frac{401,6 \cdot 1}{500/5} = 4,02$	$\frac{4199 \cdot \sqrt{3}}{5000/5} = 7,27$

Струм спрацювання захисту визначається по більшому із двох розрахункових виразів:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{від}} I_{\text{НОМ}} = 1,3 \cdot 401,6 = 522,1 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу

$$I_{\text{с.з}} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U) I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1,3 (1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 2163 = 661,4 \text{ А}$$

Приймаємо значення $I_{\text{с.з}} = 661,4 \text{ А}$.

Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{1196,8}{661,4} = 1,8 < 2$$

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

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{c.з} = k_{\text{від}} I_{\text{НОМ}} = 1,5 \cdot 401,6 = 602,5 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу

$$I_{c.з} = k_з (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U) I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 2163 = 697,8 \text{ А}$$

Приймаємо значення $I_{c.з} = 697,8 \text{ А}$.

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{1196,8}{697,8} = 1,7 < 2$$

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

$$I_{\text{к.мін}}^{(2)} = \frac{330 \cdot 10^3}{2(22 + 4,96 + 69,48)} = 1292 \text{ А}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{1292}{647,8} = 2$$

Вибір уставок реле ДЗТ-11

В якості основної сторони візьмемо сторону НН, яка має більший вторинний номінальний струм.

Струм спрацювання реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{c.з} k_{\text{сх}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{ном}}}}{k_{\text{АТ}}} = \frac{647,8 \cdot \sqrt{3} \frac{330}{11}}{5000/5} = 19,82 \text{ А}$$

Розрахункове число витків для робочої обмотки для основної сторони:

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		63

$$W_{\text{осн.розрах}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}} = \frac{100}{19,82} = 5,05$$

Приймаємо $w_{\text{роб.осн}} = 5$, що відповідає фактичному струму спрацювання реле:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{100}{5} = 20 \text{ А}$$

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються:

$$W_{\text{В.розрах}} = w_{\text{роб.осн}} \frac{I_{2\text{В.ном}}}{I_{2\text{Н.ном}}} = 5 \frac{7,27}{4,02} = 9,04$$

Приймаємо $w_{\text{В.роб}} = 7$ витків.

Уточнений струм спрацювання захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться :

$$I_{\text{с.з}} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U + \Delta w) I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1,5 (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,034) \cdot 2163 = 846,7 \text{ А}$$

де

$$\Delta w = \frac{W_{\text{В.розрах}} - w_{\text{В.роб}}}{W_{\text{В.розрах}}} = \frac{9,04 - 7}{9,04} = 0,23$$

Уточнений розрахунковий струм спрацювання реле визначається:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з}} k_{\text{сх}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{ном}}}}{k_{\text{АТ}}} = \frac{847,8 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{330}{11}}{5000/5} = 21,61 < 25 \text{ А}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацювання реле менше фактичного, то вибір робочих витків закінчений.

Число витків гальмівної обмотки знаходиться за висловом:

$$w_{\text{гальм}} = \frac{k_3 I_{\text{нб.розрах}} w_{\text{роб}}}{I_{\text{к.макс}} \tan \alpha} = 3,04$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_{\text{В}} = 7, \quad w_{\text{Н}} = 5, \quad w_{\text{гальм}} = 3.$$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		64

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{1196,8}{846,7} = 1,335 \quad \text{і} \quad k_{\text{ч}} = \frac{1192}{846,7} = 1,596$$

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

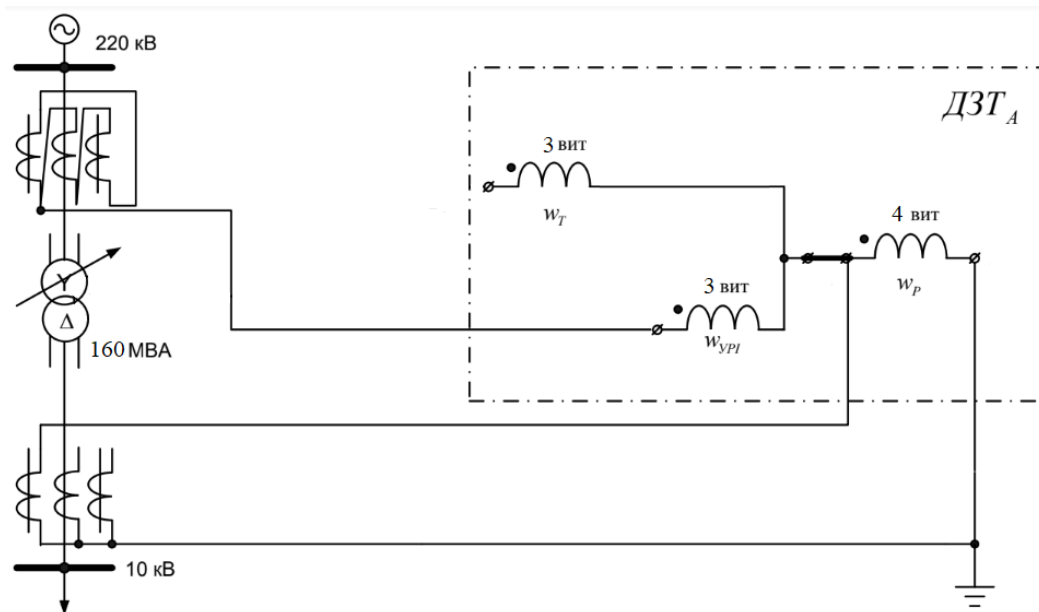


Рисунок 2 – Схема включення обмоток реле

Для двообмоткових трансформаторів, якщо на стороні нижчої напруги (НН) обмотка НН розщеплена, то в колі кожного відгалуження встановлюється окрема МТЗ, як правило, з пуском по напрузі. Захист діє з двома витягами часу: з першою витримкою відключається вимикач відгалуження НН, з другою - всі вимикачі об'єкта.

Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_B} k_c I_{\text{нав.макс}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 401,6 = 1506 \text{ А}$$

Чутливість захисту перевіримо при КЗ на шині НН в мінімальному розрахунковому режимі.

$$k_{\text{ч}} = \frac{1196,8}{1506} < 1$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторони НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту дорівнює

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_{\text{пов}}} I_{\text{ном}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 401,6 = 602,5 \text{ А}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_{\text{ч}} = \frac{1196,8}{602,5} = 1,7$$

Напруга спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за вираженням

$$U_{\text{с.з}} \leq \frac{U_{\text{с.мін}}}{k_{\text{в}}} = \frac{0,7 \cdot 330}{1,2} = 192,5 \text{ кВ}$$

Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається

$$U_{2\text{с.з}} = 0,06U_{\text{ном}} = 0,06 \cdot 220 = 19,8 \text{ кВ}$$

Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле

$$U_{\text{к.зах}}^{(3)} = 0, \text{ а } U_{2\text{к.зах}} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{220}{2 \cdot \sqrt{3}} = 86,4 \text{ кВ}$$

тоді

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		66

$$k_q = \frac{U_{с.з}}{U_{к.зах}^{(3)}} > 1,5$$

$$k_q = \frac{U_{2к.зах}}{U_{2с.з}} = 4,81 > 1,5$$

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора $k_q > 1,5$ то диференціальні захисти шин на цих сторонах можна не встановлювати.

Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається з умови налагодження від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, за висловом:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_{пов}} I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 401,6 = 527,2 \text{ А}$$

Витяги часу МТЗ узгоджуються з витримками часу захистів ліній на НН.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		67

4.Блискавкозахист та заземлення підстанції

4.1Розрахунок зон захисту стрижневих блискавковідводів в рп

Розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-220кВ, встановлених на двох порталах, і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених

на рис. 4.1 (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Надійність зони захисту від уражень блискавки $P_3 = 0,999$.

Накреслити горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів на висоті h_x та вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів, розташованих по діагоналі ВРП.

Вихідні дані

Таблиця 4.1 – Розрахункові параметри

A, м	B, м	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	L ₅ , м	h _x , м
60	40	40	38	34	8	12	10

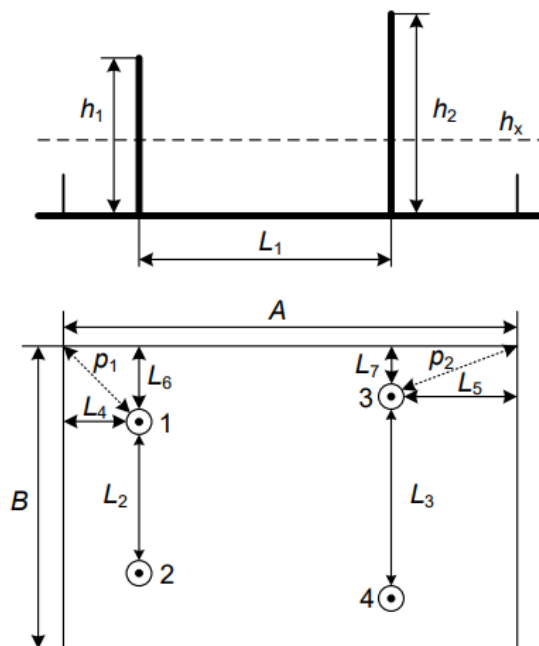


Рисунок 3.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-220кВ

Розв'язання

Визначимо відстані L_6 та L_7 за наступними формулами:

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{36 - 16}{2} = 10 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{36 - 30}{2} = 3 \text{ м}$$

Визначаємо відстані p_1 і p_2 :

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{10^2 + 10^2} = 14,142 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_5^2 + L_7^2} = \sqrt{4^2 + 3^2} = 5 \text{ м}$$

Для зони захисту одиничного стрижньового блискавковідводу необхідної надійності радіус горизонтального перерізу r_x (при чому $r_{x1}=p_1$) на висоті h_x визначається за формулою:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}$$

де r_0 та h_0 – це радіус та висота конуса, значення яких обчислюються за формулами, наведеними у таблиці 3.2 при $P_3 = 0,999$.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		69

Таблиця 4.2 – Розрахунок зони захисту одиничного стрижньового блискавковідводу

Надійність захисту P_z	Висота блискавковідводу h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
0,999	від 0 до 30	$0,7h$	$0,6h$
	від 30 до 100	$[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h-30)]h$	$[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	від 100 до 150	$[0,65 - 10^{-3}(h-100)]h$	$[0,5 - 2 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$

Зони захисту блискавковідводів висотою $h \leq 30$ м були визначені на основі великих лабораторних досліджень. Надійність їх підтверджена тривалим досвідом експлуатації. Вони увійшли як складова частина до низки нормативних документів.

Потім встановлені зони захисту були поширені на блискавковідводи висотою до 100 м, при цьому було введене виправлення, що враховує зниження ефективності блискавковідводів висотою більше 30 м унаслідок бічних ударів блискавки, що уражають блискавковідводи в точках нижче його вершини.

Визначаємо висоту блискавковідводів h_1 і h_2 ($h_1=h_2$). За ДБН при h від 0 до 30м.

$$\begin{cases} h_0 = 0,7 \cdot h_1 \\ r_0 = 0,6 \cdot h_1 \\ r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \end{cases}$$

Розраховувавши систему, отримали : $h_1 = h_2 = 21,59$ м.

Так як отримане значення не входить у заданий інтервал, перерахуємо, взявши формули для h від 30 до 100м. Система матиме вигляд:

$$\begin{cases} h_0 = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h_1 - 30)]h_1 \\ r_0 = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h_1 - 30)]h_1 \\ r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \end{cases}$$

Розраховувавши систему, отримали : $h_1 = h_2 = 21,475$ м.

Визначимо висоту блискавковідводів h_3 і h_4 ($h_3=h_4$). За ДБН при h від 0 до 30м.

$$\begin{cases} h_0 = 0,7 \cdot h_3 \\ r_0 = 0,6 \cdot h_3 \\ r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \end{cases}$$

Розрахувавши систему, отримали : $h_3 = h_4 = 25,32$ м

Граничні відстані L_{max} і L_c обчислюються за емпіричними формулами табл. 4.3, придатними для блискавковідводів висотою до 150 м.

Таблиця 4.3 – Розрахунок параметрів зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу

Надійність захисту P_z	Висота блискавковідводу h , м	L_{max} , м	L_c , м
0,999	від 0 до 30	$4,25h$	$2,25h$
	від 30 до 100	$[4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$	$[2,25 - 0,01007(h - 30)]h$
	від 100 до 150	$4,0h$	$1,5h$

Визначимо зони захисту блискавковідводів 1 та 2 :

$$L_{12} = L_2 = 16 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 12,954 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 15,113 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{23,93(28,35 - 6)}{28,35} = 7,811 \text{ м}$$

$$L_c = [2,25 - 0,01007 \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 48,578 \text{ м}$$

$$L_{max} = [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 91,757 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 15,113 \text{ м}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = 7,811 \text{ м}$$

Розрахунок задовольняє умову $h_x < h_{c12}$.

Визначимо зони захисту блискавковідводів 3 та 4 :

$$L_{34} = L_3 = 30 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6h_3 = 15,192 \text{ м}$$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		71

$$h_{03} = h_{04} = 0,7h_3 = 17.724 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 10.049 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25h_3 = 56.97 \text{ м}$$

$$L_{max} = 4,25h_3 = 107.61 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 17.724 \text{ м}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 10.049 \text{ м}$$

Розрахунок задовольняє умову $h_x < h_{c34}$.

Перевіримо зони захисту між блискавковідводами 1 та 3 за висоти $h_1 = 21.59 \text{ м}$.

$$L_{c13} = [2,25 - 0,01007 \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 48.578 \text{ м}$$

$$L_{max13} = [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 91.757 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 15.113 \text{ м}$$

Перевіримо зони захисту між блискавковідводами 1 та 3 за висоти $h_3 = 25.32 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25h_3 = 56.97 \text{ м}$$

$$L_{max31} = 4,25h_3 = 107.61 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 17.724 \text{ м}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{15.113 + 17.724}{2} = 16.419 \text{ м} \\ r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{12.594 + 15.192}{2} = 14.073 \text{ м} \\ r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c \min 13} - h_x)}{h_{c \min 13}} = \frac{14.073 \cdot (16.419 - 6)}{16.419} = 8.93 \text{ м} \end{array} \right.$$

Визначимо параметри зони захисту між 1 та 4 (2 та 3) блискавковідводами.

$$L_{14} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 41.049 \text{ м}$$

Розрахуємо зону захисту між блискавковідводами 1 та 4 (2 та 3) за умови, що висота $h_1 = 21.59 \text{ м}$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		72

$$L_{c14} = [2,25 - 0,01007 \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 48.578 \text{ м}$$

$$L_{max14} = [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_1 - 30)]h_1 = 91.757 \text{ м}$$

$$h_{c14} = h_{01} = 15.113 \text{ м}$$

Розрахуємо зону захисту між блискавковідводами 1 та 4 (2 та 3) за умови, що висота $h_4 = 25.32 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25h_4 = 56.97 \text{ м}$$

$$L_{max41} = 4,25h_4 = 107.61 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 17.724 \text{ м}$$

Перевіримо зони захисту блискавковідводів 1 та 4 (2 та 3) при спільній їх дії :

$$\begin{cases} h_{c \min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 16.419 \text{ м} \\ r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{04}}{2} = 14.073 \text{ м} \\ r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{c \min 14} - h_x)}{h_{c \min 14}} = 8.93 \text{ м} \end{cases}$$

В даному завданні були розраховані висота і зона захисту блискавковідводів

ВРП-220 кВ, які встановлені на двох порталах і двох блискавковідводах, що стоять окремо. Був накреслений горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів на висоті h_x та вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів.

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.6:

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		73

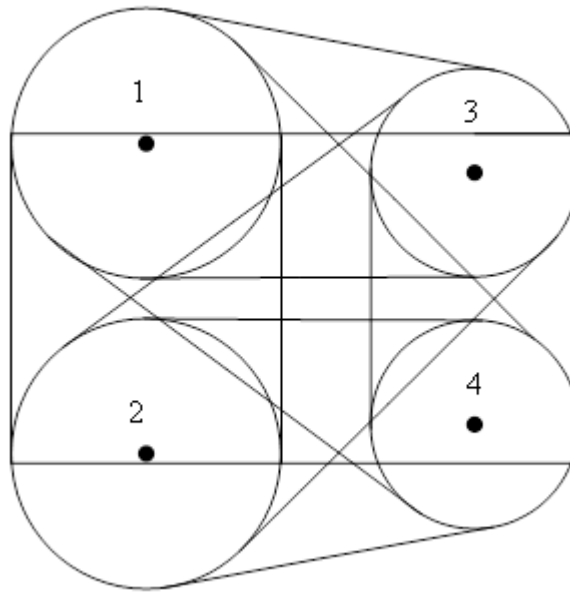


Рис. 6 – Зона захисту підстанції

4.2 Розрахунок заземлювального контуру ВРП

Розрахувати опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
						74
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 – Дані для розрахунку

а, м	в, м	$\rho_{\text{вим}}, \text{ Ом} \cdot \text{ м}$	$n_{\text{тр}}, \text{ шт}$	$l_{\text{пр}}, \text{ м}$	Тип тросу
220	300	102	2	280	АС-300/39

Розв'язок

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованими у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки беремо 10 м, довжину вертикальних електродів $l = 10$ м.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах знаходимо за формулою:

$$\rho_{\text{розр}} = K \cdot \rho_{\text{вим}} = 1,4 \cdot 100 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{ м}$$

де $K = 1,4$ – сезонний коефіцієнт.

Виходячи з $\rho_{\text{розр}}$, визначаємо допустимий опір заземлення опори $R_{\text{оп}}$ високовольтної лінії для грозового сезону. $R_{\text{оп}} \leq 15 \text{ Ом}$.

Величина питомого опору троса $r'_{\text{тр}}$ для тросу типу АС-350/39 дорівнює 2,4 Ом/км.

Опір троса визначимо за формулою:

$$R_{\text{тр}} = \frac{r'_{\text{тр}} \cdot l_{\text{пр}}}{n_{\text{тр}}} = \frac{2,4 \cdot 200 \cdot 10^{-3}}{1} = 0,48 \text{ Ом}$$

Опір заземлення системи трос – опора обчислюється за формулою:

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}} \cdot R_{\text{оп}}} = \sqrt{0,48 \cdot 15} = 2,68 \text{ Ом}$$

Отриманий опір $R_{\text{тр-оп}}$ вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП.

$$R_{\text{тр-оп}} = R_{\text{пр}}$$

Допустимий опір R_3 штучного заземлювача за наявності природних заземлювачів визначимо з рівняння:

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		75

$$R_3 = \frac{R_{\text{доп}} \cdot R_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}} - R_{\text{доп}}} = \frac{0,5 \cdot 2,68}{2,68 - 0,5} = 0,615 \text{ Ом}$$

де $R_{\text{доп}}$ – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю: $R_{\text{доп}} \leq 0,5 \text{ Ом}$.

Схема заземлювального контуру зображена на рисунку 4.1.

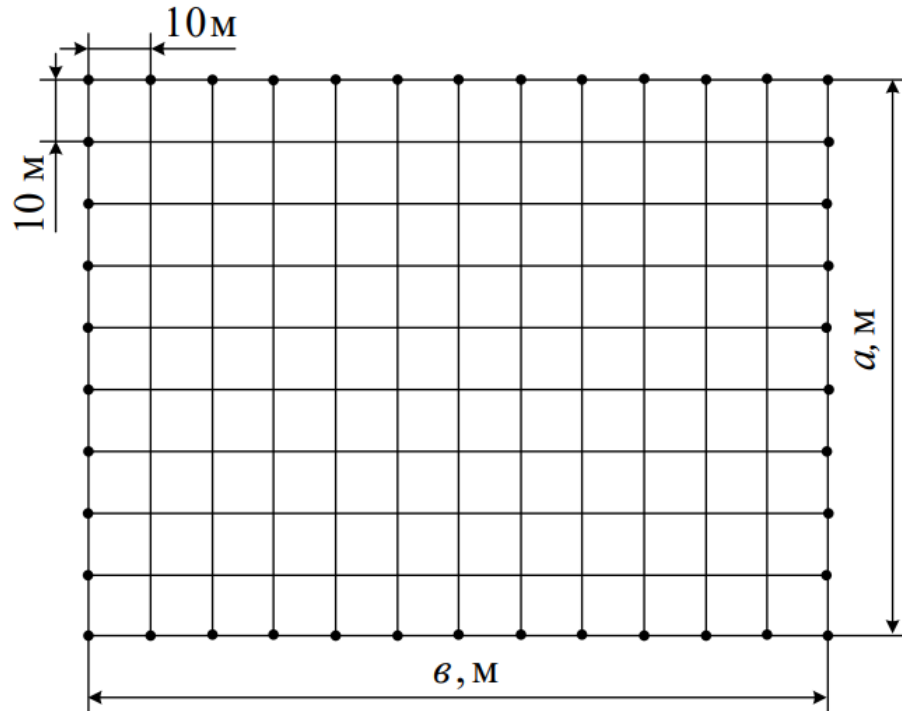


Рисунок 4.1 – Схема заземлювального контуру

Знаходимо опір заземлювального контуру ВРП, що складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами, розраховується за формулою:

$$R_{\text{з.р.}} = \rho_{\text{роз}} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + nl} \right)$$

де L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів.

$$L = b \cdot 21 + a \cdot 23 = 9220 \text{ м}$$

l, n – число і довжина вертикальних електродів, значення яких знаходимо за рисунком 4.1.

$$n = 22 \cdot 1 + 20 \cdot 1 = 42 \text{ шт}$$

A – коефіцієнт, що залежить від l/\sqrt{S} . Його знаходимо та таблицею 4.2 за допомогою лінійної інтерполяції.

$$\frac{l}{\sqrt{S}} = \frac{l}{\sqrt{b \cdot a}} = \frac{10}{\sqrt{220 \cdot 200}} = 0,048$$

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		76

Таблиця 4.2 – Значення коефіцієнта А

l/\sqrt{S}	0	0,02	0,05	0,1	0,2	0,5
А	0,4	0,43	0,40	0,37	0,33	0,26

Для $l/\sqrt{S} = 0,048$ коефіцієнт $A = 0,372$.

Підставляємо значення у формулу знаходження опору заземлювального контуру ВРП:

$$R_{з.р.} = \rho_{роз} \left(\frac{0,372}{\sqrt{200 \cdot 220}} + \frac{1}{9220 + 42 \cdot 10} \right) = 0,263 \text{ Ом}$$

Так як розраховане $R_{з.р.}$ менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення $R_{з.р.} < R_з$, можемо зробити висновок, що обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

Висновок

Ми провели детальний розрахунок електричної схеми, визначили висовольтне обладнання, було обрано переріз проводу, трансформатори схеми та потрібні напруги .

З урахування усіх заданих потужностей споживачів було обрано трансформатори потужність який забезпечує безперебійне електропостачання.

Для існуючої конфігурації електричної мережі було побудовано схему заміщення та схеми при аварійній ситуації та при мінімальному навантаженні.

У процесі розрахунку електричної частини підстанції було проведено перевірка правильності обрання номінальної потужності з урахування часу доби та багатьох інших чинників.

На підставі наших досліджень ми прийшли до висновку, що для захисту від мі фазних коротких замикань буде обрано реле ДЗТ-11

Також була проведена робота по розрахунку заземлення та блискавкозахисту, ми розрахували всі параметри, провели оцінку захисту та правильність установки, та намалювали схему захисту від ураження блискавки

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		78

Список використаної літератури

1. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» для студентів спеціальності 6.05070103 «Електротехнічні системи електроспоживання» усіх форм навчання / Укладачі: Д.В. Муриков, І.Л. Лебединський, П.О. Василега, С.М. Лебедка. – Суми: Вид-во СумДУ, 2017. – 34 с.
2. Неклепаев Б. Н. Крючков И. П. Электричная часть электростанций и подстанций: для Навчальний посібник курсового и дипломного проектування: Учебн. Пособие для университетів . – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
3. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрообладнения станцій и підстанцій: Навчальний посібник. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.:
4. Правила улаштування електроустановок (зі змінами та доповненнями). – К:Форт , 2017-760с.
5. Дьяков А.Ф, Платонов С.С. Основы проектирования релейного захисту електроенергетичних систем. Навчальний посібник – М:Видавництво МЕІ, 2000.
6. Идельчик В.И. Электричные системы и сети. – Высшая школа, 1989, с 496- 512.
7. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі:І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
8. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі:І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми :Сумський державний університет, 2018. – 214 с
- 9 Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств [Текст] : підручник / В.Є Шестеренко. – Вінниця : Нова Книга, 2004. – 656 с.
- 10 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення : ДБН В.2.5-23:2010. – Офіц. вид. – К. : Мінрегіонбуд України, 2010. – 104 с. – Державні будівельні норми України.

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		79

11 Правила улаштування електроустановок [Текст] : вид. 3-є, перероб. і доп. – Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2017. – 736 с.

12 Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения : ГОСТ 13109-97. – [Действующий от 1999-01-01]. – На замену ГОСТ 13109-87.

13 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : ДНАОП 0.00-1.21-98. – Офіц. вид. – К. : Держбуд України, 2001. – 24 с

					БР 3.6.141.480 ПЗ	арк.
						80
Зм.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата		