

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ І.Л. Лебединський

"__" _____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 141-«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи
електроспоживання»

На тему:

Розрахунки режимів роботи електричної мережі та обладнання підстанції
Здобувача групи ЕТ-01 Сергієнка Андрія Олександровича

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

(підпис)

Андрій СЕРГІЄНКО

Керівник, старший викладач, к.т.н., Лебедка С.М.

Сумський державний університет

Факультет ЕлІТ _____ Кафедра електроенергетики
Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики
_____ Лебединський І.Л.
“ ___ ” _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

до виконання кваліфікаційної випускної роботи бакалавра

_____ Сергієнка Андрія Олександровича _____

1. Тема роботи :« Розрахунки режимів роботи електричної мережі та обладнання підстанції»

затверджена наказом по університету № _____ від “ ___ ” _____ 20__ р.

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 01.06.2024 р.

3. Вихідні дані до роботи: Параметри споживачів електроенергії (географічні координати, активна потужність, коефіцієнт потужності, час найбільшого навантаження, категорія електроспоживачів)

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

Вступ

1. Розрахунок електричної мережі

2. Розрахунок електричної частини підстанції

3. Розрахунок релейного захисту

4. Охорона праці

Висновок

Список використаної літератури

5. Перелік обов'язкового графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень або плакатів)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	До 15.03.2024	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	До 01.04.2024	
3	Релейний захист	До 05.05.2024	
4	Охорона праці	До 15.05.2024	
5	Оформлення графічного матеріалу	До 01.06.2024	
6	Оформлення пояснювальної записки	До 01.06.2024	
7	Здача роботи на перевірку	До 01.06.2024	

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 100, рис. 8, табл. 52, кресл. 5

Бібліографічний опис: Сергієнко А.О. Розрахунки режимів роботи електричної мережі та обладнання підстанції: спец. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / кер. С.М. Лебедка. Суми : Сумський державний університет, 2024. 100 с.

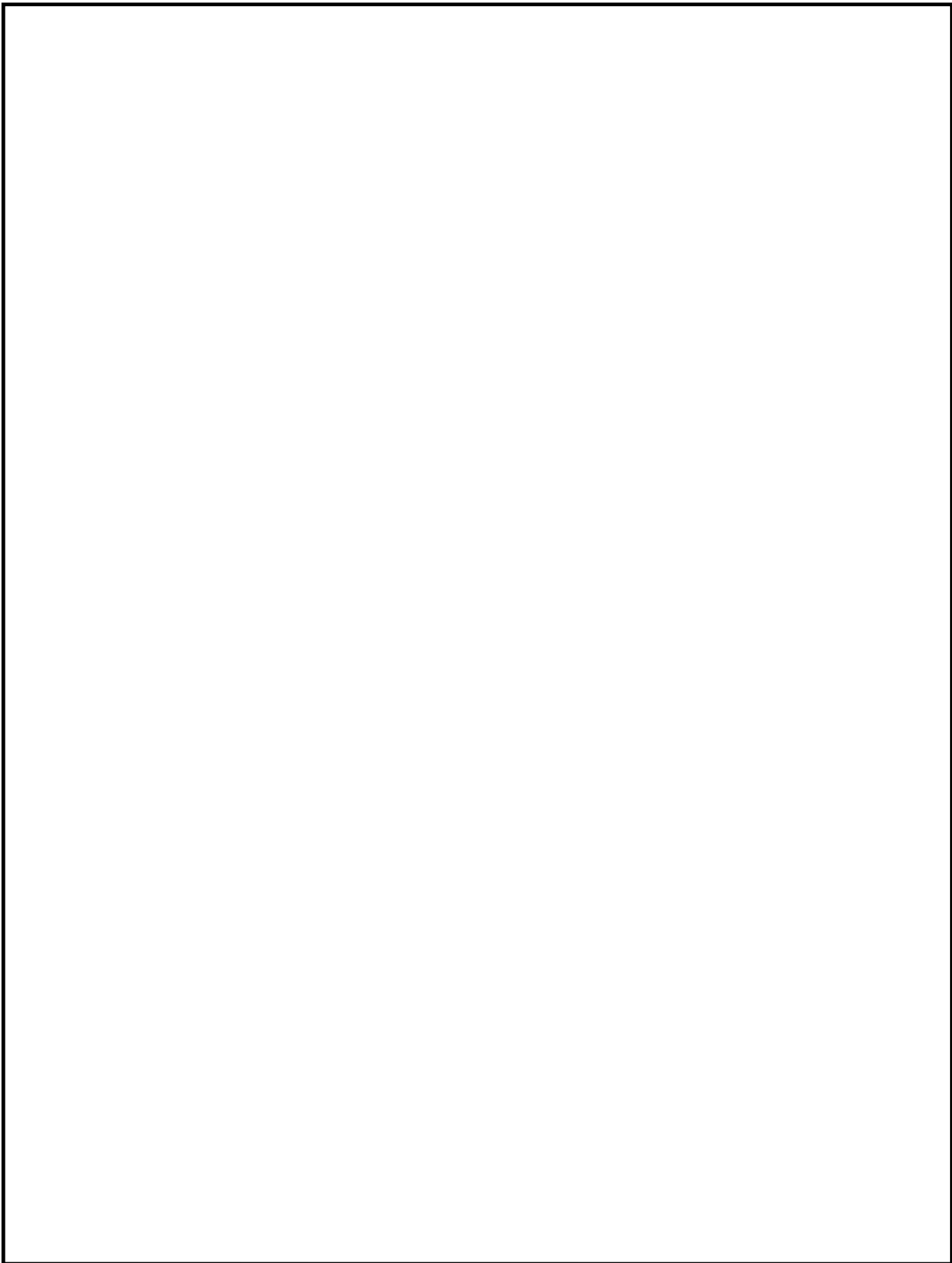
Ключові слова: трансформатор, напруга, електрична мережа, споживач, трансформатор струму, вимикач, грозозахист, заземлення, блискавкозахист, схема заміщення мережі, провід, ЛЕП, опір, поточкорозподіл, схема підстанції, роз'єднувач

transformer, voltage, electric network, consumer, current transformer, switch, lightning protection, grounding, lightning protection, network replacement scheme, wire, power line, resistance, flow distribution, substation scheme, disconnecter

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ підстанцій. Розрахунок заземлюючого пристрою ВРП-220 кВ підстанції.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- ВН – вища напруга
- ВРП - ввідний розподільчий пристрій
- ЗРП – закритий РП
- КЗ – коротке замикання
- КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією
- КП – компенсуючий пристрій
- НН – низька напруга
- ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами
- ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлюваної напруги
- ПЛ – повітряна лінія
- ПС – понижувальна підстанція
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок
- РЕМ – розподільні мережі
- РП – розподільний пристрій
- РПН – регулювання під навантаженням
- СКЗ – струм короткого замикання
- СН – середня напруга
- ТВЕ – технічні втрати електроенергії
- ТН – трансформатор напруги
- ТС – трансформатор струму



					<i>БР 3.6.141.XXX ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>Лист.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Сергієнко А.</i>			<i>Розрахунки режимів роботи електричної мережі та облад- нання підстанції</i>			
<i>Перевір.</i>		<i>Лебедка</i>					6	
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

ЗМІСТ

1	ВСТУП	10
2	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	11
2.1	ЗАВДАННЯ	11
2.2	РОЗРОБКА КОНФІГУРАЦІЙ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	13
2.3	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ А.....	15
2.3.1	Визначення довжин ліній для схеми А.....	15
2.3.2	Розрахунок струмів та напруги.....	17
2.3.3	Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв	21
2.3.4	Вибір трансформаторів для схеми А.....	22
2.3.5	Розрахунок потужності та падіння напруги схеми А.....	25
2.4	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ Б	30
2.4.1	Визначення довжин ліній.....	30
2.4.2	Розрахунок струмів та напруги.....	31
2.4.3	Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв	35
2.4.4	Вибір трансформаторів для схеми А.....	36
2.4.5	Розрахунок потужності та падіння напруги	39
2.5	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ДВОХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	43
2.6	АВАРІЙНИЙ РЕЖИМ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ Б	45
2.7	РЕЖИМ МІНІМАЛЬНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ Б.....	48

		6	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІ	52									
<i>БР 3.6.141.XXX ПЗ</i>													
Змн.	Арк.	№ Док.	Підпис	Дата									
Розроб.		Сергієнко А.											
Перевір.		Лебедка											
Реценз.													
Н. Контр.													
Затверд.		Лебединський											
<i>Розрахунки режимів роботи електричної мережі та облад- нання підстанції</i>				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="font-size: small;">Лит.</td> <td style="font-size: small;">Аркуш</td> <td style="font-size: small;">Листів</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">7</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center; font-weight: bold;">СумДУ ЕТ-01</td> </tr> </table>	Лит.	Аркуш	Листів		7		СумДУ ЕТ-01		
Лит.	Аркуш	Листів											
	7												
СумДУ ЕТ-01													

3.1.1	Розглянемо систематичний режим при роботі двох трансформаторів.....	54
3.2	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ.....	55
3.3	ВИБІР КОМУТАЦІЙНОЇ АПАРАТУРИ ДЛЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЇ.....	58
3.3.1	Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кВ.....	58
3.3.2	Вибір вимикача у колі трансформатора та секційного вимикача на боці 10 кВ	59
3.3.3	Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та.....	60
	роз'єднувача 110 кВ.....	60
3.4	ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ.....	60
3.5	ВИБІР ЕЛЕКТРОВИМІРЮВАЛЬНИХ ПРИЛАДІВ.....	62
3.5.1	Вибір трансформаторів струму (ТС).....	63
3.5.2	Вибір трансформаторів напруги.....	69
3.6	ВИБІР СТРУМОПРОВІДНІ ЗБІРНІ ШИН.....	71
3.7	ВИБІР ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ПЕРВИННИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ.....	75
3.7.1	Компонування розподільних пристроїв, конструктивна частина	75
3.7.2	Вибір розподільних пристроїв, основні конструктивні рішення	76
3.7.3	Заземлюючі пристрої підстанції.....	76
4	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ АТДЦТН -125000/330/110	77
4.1	Вихідні дані до розрахунку захисту.....	77
4.2	Розрахунок подовжнього диференційного струмового захисту.....	80
4.3	Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту реле при КЗ на шинах НН	81
4.4	Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.....	84

					<i>БР 3.6.141.108 ПЗ</i>	Арк.
						8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5	ОРГАНІЗАЦІЯ СЛУЖБИ ОХОРОНИ ПРАЦІ НА ПІДПРИЄМСТВІ	87
5.1.1	Організування служби охорони праці	87
5.1.2	Призначення служби охорони праці	87
5.1.3	Основні функції та обов'язки служби охорони праці	88
5.2	ПОРЯДОК ДОПУСКУ ДО ЕЛЕКТРОМОНТАЖНИХ РОБІТ	92
6	ВИСНОВКИ.....	97
7	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	98

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 ВСТУП

Сучасний світ неможливо уявити без електроенергетики. Вона є основою для роботи промисловості, транспорту, зв'язку, побутових приладів та багатьох інших сфер життя. Розвиток та експлуатація електроенергетичних систем потребує глибоких знань та кваліфікованих фахівців.

Ця бакалаврська робота присвячена комплексному дослідженню ключових аспектів електроенергетики:

1. Розрахунок електричної мережі: Цей розділ буде зосереджений на методах розрахунку електричних мереж, включаючи визначення струмів, напруг, втрат потужності та інших важливих параметрів. Також буде розглянуто різні типи електричних мереж та їх особливості.
2. Розрахунок електричної частини підстанції: Підстанції є важливими вузлами електромережі, де відбувається трансформація, розподіл та регулювання електроенергії. В цьому розділі буде розглянуто методи розрахунку електричних схем підстанцій, вибір обладнання та інші аспекти проектування.
3. Розрахунок релейного захисту: Релейний захист є системою, яка захищає електричні мережі та обладнання від аварійних режимів. В цьому розділі буде розглянуто принципи роботи релейного захисту, типи реле, методи розрахунку та налаштування релейних захистів.
4. Охорона праці: Робота в електроенергетиці пов'язана з певними ризиками, тому дотримання правил охорони праці є надзвичайно важливим. В цьому розділі буде розглянуто основні вимоги до безпечної експлуатації електроустановок, засоби індивідуального та колективного захисту, а також заходи щодо запобігання нещасним випадкам.

Виконання даного дослідження дозволить:

- Оволодіти методами розрахунку та проектування електричних мереж та підстанцій;
- Вивчити принципи роботи та методи розрахунку релейного захисту;
- Ознайомитися з вимогами охорони праці в електроенергетиці;
- Отримати комплексні знання та навички, необхідні для роботи в галузі електроенергетики.

Актуальність даного дослідження обумовлена постійним розвитком електроенергетики, впровадженням нових технологій та зростанням вимог до надійності та безпеки електропостачання.

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						10
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 ЗАВДАННЯ

Завданням передбачено 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 крупних споживачів і забезпечити напругою 380 В.

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл. 1.1.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.
	С	Е	Р	А	Н	Д
X, мм	32	26	28	-13	20	-14
Y, мм	21	21	31	42	16	16
P _{max} , МВт*	32	43	48	72	736	627
cos f	0,89	0,95	0,88	0,9	0,92	0,88
T _{нб} , годин	3670	4530	4870	5720	4230	4390
Категорія	I	III	II	I	I	I

Примітка:

* для споживачів 5 та 6 потужність вказано в кВт.

Додаткова початкова інформація про споживачів та їх розміщення приведена в табл. 1.2.

Таблиця 2.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						11
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Характеристика споживачів	0
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,5
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	2
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{\min} по відношенню до максимального P_{\max}	0,56

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

2.2 РОЗРОБКА КОНФІГУРАЦІЙ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою [1]:

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f)) \quad (2.1)$$

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою:

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{min} \quad (2.1)$$

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. 2.1.

Таблиця 2.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Пара- метр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
P_{max} , МВА	32,00	43,00	48,00	72,00	0,74	0,63
Q_{max} , МВА	16,39	14,13	25,91	34,87	0,31	0,34
P_{min} , МВА	17,92	24,08	26,88	40,32	0,41	0,35
Q_{min} , МВА	9,18	7,91	14,51	19,53	0,18	0,19

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 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.

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рис. 2.1 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

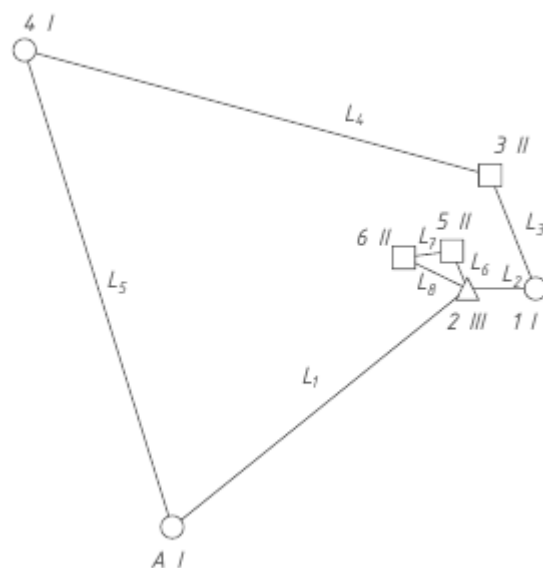


Рисунок 2.1 – Схема А

На рис. 2.2 зображено другий варіант з'єднання споживачів (схема Б).

					БР 3.6.141.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

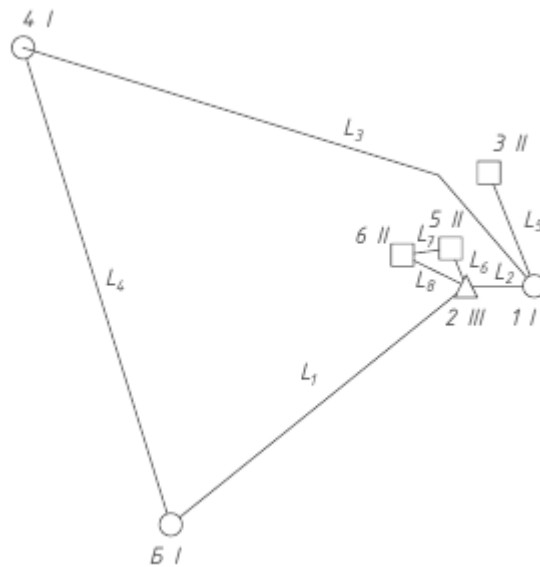


Рисунок 2.2 – Схема Б

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- 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 замкнутих мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

2.3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ А

2.3.1 Визначення довжин ліній для схеми А

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою:

					БР 3.6.141.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

$$L = l \cdot k_L \quad (3.1)$$

де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, км;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою $k_L \approx 1,25$.

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{\text{цеп}}$.

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}} \quad (3.1a)$$

$k_{\text{цеп}} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах[3, ст. 9].

Двохланцюгові лінії менш надійні, тому краще проектувати одноланцюгові лінії. Довжини ліній із урахуванням провисання проводів показані у табл. 3.1.

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі

$L = l \cdot k_L \cdot k_M$ де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, мм; k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою, $k_L \approx 1,25$. k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розрахунки заносяться до табл. 3.1.

					<i>БР 3.6.141.108 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Таблиця 2.4 – Довжина лінії з урахуванням коефіцієнту

Ділянка	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
L (км)	33,4	6	10,8	42,4	44	25,6	34	21,3
k_M	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5
L (км) (з урахуванням k_M)	33,4	6	10,8	42,4	44	12,8	17	10,7

2.3.2 Розрахунок струмів та напруги

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рис. 3.1, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужності визначаємо за такими формулами:

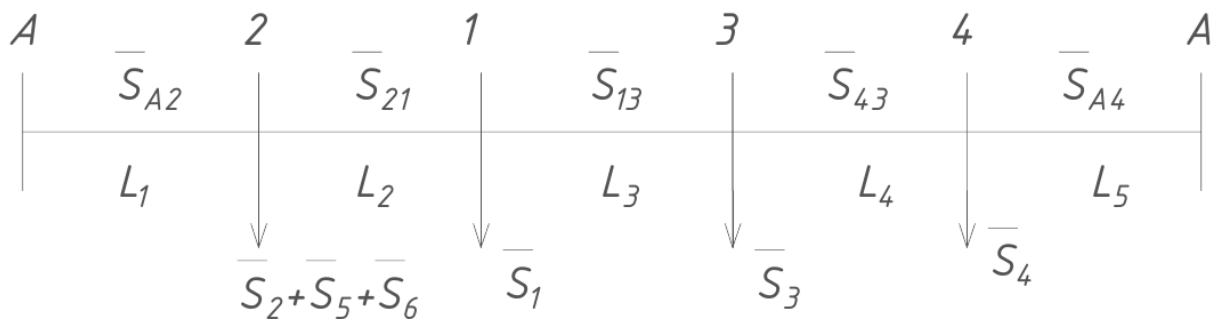


Рисунок 3.1

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A2} &= \\ &= \frac{(\underline{S}_4) \cdot (l_5) + (\underline{S}_3) \cdot (l_4 + l_5) + \underline{S}_1 \cdot (l_3 + l_4 + l_5)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5} + \\ &\frac{(\underline{S}_2 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6) \cdot (l_2 + l_3 + l_4 + l_5)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5} = 109 + j50,4 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{L5} &= \\ &= \frac{(\underline{S}_4) \cdot (l_1 + l_2 + l_3 + l_4) + (\underline{S}_3) \cdot (l_1 + l_2 + l_3)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5} + \\ &\frac{\underline{S}_1 \cdot (l_1 + l_2) + (\underline{S}_2 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6) \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5} = 86,5 + j41,5 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_{L1} - \underline{S}_2 = 65,5 + j35,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L3} = \underline{S}_{L2} - \underline{S}_1 = 33,5 + j19,3 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L4} = \underline{S}_{L5} - \underline{S}_4 = 14,5 + j6,6 \text{ MVA}$$

Баланс потужності:

$$\underline{S}_{L1} + \underline{S}_{L5} = 196,4 + j91,9 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6 = 196,4 + j91,9 \text{ MVA}$$

Виходячи із довжин ліній і потужності яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (3.5)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.6)$$

					БР 3.6.141.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – зворотня номінальна напруга.

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

$$F_e = \frac{I_M}{j_e} \quad (3.7)$$

де F_e – економічний переріз проводу, мм²;

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

j_e – економічна густина струму, А/мм².

У даному проекті для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізолювані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 3.2.

Таблиця 2.5 – Економічна густина струму, А/мм²

Проводи	Т _{нб} , год/рік		
	1000— 3000	3001— 5000	> 5000
Алюмінієві неізолювані проводи	1,3	1,1	1,0

У табл. 3.3 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 2.6 – Потіки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	109,84+50,44i	162,8	-	634,4	317,2
Л2	65,47+35,69i	90,7	-	391,4	195,7
Л3	33,47+19,29i	90,9	-	202,8	101,4
Л4	14,53+6,61i	73,8	-	83,8	41,9
Л5	86,53+41,51i	157,6	-	503,7	251,9
Л6	0,67+0,3i	16,3	42,4		-
Л7	0,07+0,01i	5,3	4,1		-
Л8	0,69+0,35i	16,5	44,7		-

Обираємо напругу в колі $U_{\text{ном}}=220$ кВ.

У табл. 3.4 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 2.7 – Вибір проводів мережі

Лінія	$I_{\text{ном}}, A$	$U_{\text{ном}}, кВ$	Дані проводу		$I_{\text{доп}}, A$
			$F_e, мм^2$	Марка проводу	
Л1	317,2	220	288,4	АС-300/39	690
Л2	195,7	220	177,9	АС-240/32	605
Л3	101,4	220	92,2	АС-240/32	605
Л4	41,9	220	38,1	АС-240/32	605
Л5	251,9	220	229	АС-300/39	690
Л6	42,4	10	38,5	АС-35/6,5	175
Л7	4,1	10	3,7	АС-35/6,5	175
Л8	44,7	10	40,6	АС-35/6,5	175

2.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв

Це в цілому складне завдання, яке при виконанні курсового проекту вирішується дещо спрощено. Компенсуючі пристрої (статичні конденсатори і синхронні компенсатори) повинні забезпечити зниження споживаної з електричної мережі реактивної потужності. При цьому пропонується виходити з рівності коефіцієнтів реактивної потужності на шинах вторинної напруги підстанцій без урахування споживання її лініями і трансформаторами.

При виборі типу та кількості компенсуючих пристроїв потрібно враховувати можливу кількість і тип трансформаторів на підстанціях. Так, якщо на підстанції необхідна установка двох трансформаторів, то потужність компенсуючих пристроїв Q_k повинна бути розділена на кожен із них і на кожен обмотку нижчої напруги. При цьому перевагу необхідно віддавати комплектним конденсаторним установкам і лише за великої потужності – синхронним компенсаторам. Хід і результати вибору компенсуючих пристроїв показано табл. 3.5.

Таблиця 2.8 – Результати вибору реактивних установок

№ ПС	$P_M, MВт$	$tg\varphi$	$tg\varphi_0$	$Q_k, MVar$	Кількість і тип компенсуючих пристроїв
1	32	0,426	0,21	6,9	2хУКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ
2	43	0,672	0,21	19,9	2хКС-10
3	48	0,54	0,21	15,8	4хУКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ
4	72	0,329	0,21	8,6	4хУКЛ(П)56-10,5-2250 УЗ

2.3.4 Вибір трансформаторів для схеми А

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

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}} \quad (3.8)$$

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

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

$S_{i_{\text{max}}}$ – максимальна потужність і-го споживача. МВА (кВА).

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції по-
винна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них.
Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його пере-
вантажувальної здатності за умовою:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (3.9)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (3.10)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можли-
вість збільшення потужності споживачів та розширення мережі.

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформа-
тори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по
два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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 табл. 3.6.

Таблиця 2.9 – Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	S, MVA	Категорія споживача	N_{mp}	Спрозр (1-го тр), МВА	$S_{ном}$ (1-го тр), МВА	K_3	Марка тр-ра
1	32,8	I	2	23,4	25	0,656	ТРДН-25000/220
2	43,90	III	1	43,9	63	0,697	ТРДЦН-63000/220
3	49,8	II	2	35,6	40	0,623	ТРДН-40000/220
4	73,5	I	2	52,5	63	0,583	ТРДЦН-63000/220
5	0,8	I	2	0,6	0,63	0,635	ТМ-630/10
6	0,7	I	2	0,5	0,63	0,556	ТМ-630/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Для подальшого розрахунку мережі необхідно розрахувати опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (3.11)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (3.12)$$

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 (ВН), кВ;

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

U_k – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у таблицях 3.7 та 3.8.

Таблиця 2.10 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-

4

Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
			ВН	НН				
ТРДН-25000/220	25,00	$\pm 8 * 1,5\%$	230,00	11,00	12,00	150,00	42,00	1,10
ТРДН-40000/220	40,00	$\pm 8 * 1,5\%$	230,00	11,00	12,00	170,00	50,00	0,90
ТРДЦН-63000/220	63,00	$\pm 8 * 1,5\%$	230,00	11,00	12,00	300,00	82,00	0,80

Таблиця 2.11 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

чів 5 та 6

Тип трансформатора	$S_{ном}$, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		$U_{ном}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_t , Ом	X_t , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН							
ТМ-400/10	0,40	–	10,00	0,40	4,50	5,50	0,92	10,60	12,00	3,7+10,6i
ТМ-630/10	0,63	–	10,00	0,40	5,50	8,20	1,50	8,50	18,90	2,12+8,5i

БР 3.6.141.108 ПЗ

Арк.

25

<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>

2.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги схеми А

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності. Активний та реактивний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i \quad (3.13)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i \quad (3.14)$$

де $R_{л}$ та $X_{л}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \quad (3.15)$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (3.16)$$

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 табл. 3.9.

Таблиця 2.12 – Параметри ліній за схемою А

Ділян-ка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Q _л , МВАр	Z _л , Ом
			Z ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км		
Л1	33,4	АС-300/39	0,098+0,429i	2,64	4,27	3,27+14,33i
Л2	6	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	0,76	0,73+2,61i
Л3	10,8	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	1,36	1,31+4,7i
Л4	42,4	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	5,34	5,13+18,44i
Л5	44	АС-300/39	0,098+0,429i	2,64	5,62	4,31+18,88i
Л6	12,8	АС-35/6,5	0,79+0,386i	-	-	10,11+4,94i
Л7	17	АС-35/6,5	0,79+0,386i	-	-	13,43+6,56i
Л8	10,7	АС-35/6,5	0,79+0,386i	-	-	8,45+4,13i

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 3.6 та 3.7 даного документу), 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:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \quad (3.17)$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z - опір ділянки, Ом.

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 [2].

Розрахунок напруги проводимо за формулою:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (3.18)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – 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.

Процентне відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховуємо за формулою, %:

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (3.19)$$

Розрахуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 2.1. Розрахунок починаємо з знаходження точки поточкорозподілу.

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						27
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунку потужності в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 3.10. Результати розрахунку напруги у вузлах мережі показано у табл. 3.12.

Таблиця 2.13 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	S^{noch}, MVA	$\Delta S, MVA$	S^{kin}, MVA	$I_{роз}, A$	$I_{дон}, A$
Л1	110,38+34,01i	0,9+3,95i	111,28+35,83i	306,8	690
Л2	65,77+21,44i	0,07+0,26i	65,84+21,32i	181,6	605
Л3	33,62+11,36i	0,03+0,12i	33,65+10,8i	92,7	605
Л4	14,62+3,38i	0,02+0,09i	14,64+0,8i	38,5	605
Л5	87+24,57i	0,73+3,19i	87,73+24,95i	239,4	690
Л6	0,68+0,37i	0,061+0,03i	0,74+0,4i	48,6	175
Л7	0,07+0,02i	0,001	0,07+0,02i	4,2	175
Л8	0,7+0,41i	0,056+0,027i	0,76+0,44i	50,7	175

Таблиця 2.14 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	S^{noch}, MVA	$\Delta S, MVA$	S^{kin}, MVA
1-1'	32+7,3i	0,07+1,96i	32,15+9,78i
2-2'	44,36+9,55i	0,17+4,28i	44,61+14,33i
3-3'	48+13,3i	0,14+4,07i	48,24+18,09i
4-4'	72+14,7i	0,22+5,62i	72,38+21,33i
5-5'	0,736+0,314i	0,01+0,03i	0,746+0,384i
6-6'	0,627+0,338i	0,01+0,02i	0,637+0,398i

$$S_A = 199 + 60,78 MVA$$

Таблиця 2.15 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
А	230	230	-
1	230	225,9	-
2	230	226,4	-
3	230	226,2	-
4	230	226,5	-
1'	230	222	
2'	230	220,1	
3'	230	219,9	
4'	230	221,7	
1"	10	10,05	-3
2"	10	10,15	-2
3"	10	9,95	-3
4"	10	10,04	-3
5	10	9,78	-
6	10	9,4	-
5'	0,38	0,383	-
6'	0,38	0,368	-

На рис. 3.1 показано схему заміщення мережі А.

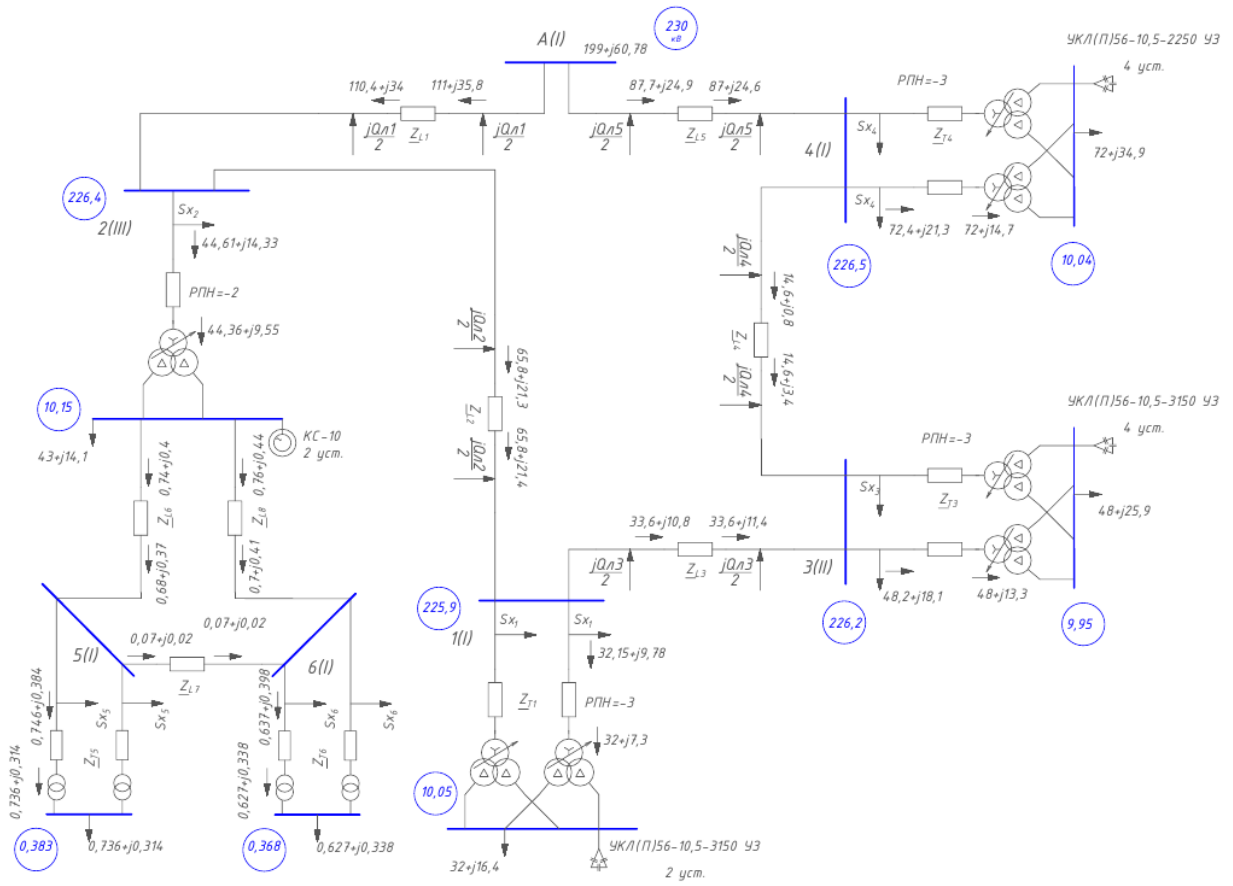


Рис. 3.1 – Схема заміщення мережі А

2.4 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ Б

2.4.1 Визначення довжин ліній

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою:

$$L = l \cdot k_L \quad (4.1)$$

де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, км;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою $k_L \approx 1,25$.

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{\text{цеп}}$.

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}} \quad (4.1a)$$

$k_{\text{цеп}} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах[3, ст. 9].

Двохланцюгові лінії менш надійні, тому краще проектувати одноланцюгові лінії. Довжини ліній із урахуванням провисання проводів показані у табл. 3.1.

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі

$L = l \cdot k_L \cdot k_M$ де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, мм; k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою, $k_L \approx 1,25$. k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розрахунки заносяться до табл. 4.1.

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						31
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.16 – Довжина лінії з урахуванням коефіцієнту

Ділянка	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
L (км)	33,4	6	49,7	44	10,8	25,6	34	21,3
k_M	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5
L (км) (з урахуванням k_M)	33,4	6	49,7	44	10,8	12,8	17	10,7

2.4.2 Розрахунок струмів та напруги

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рис. 4.1, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужності визначаємо за такими формулами:

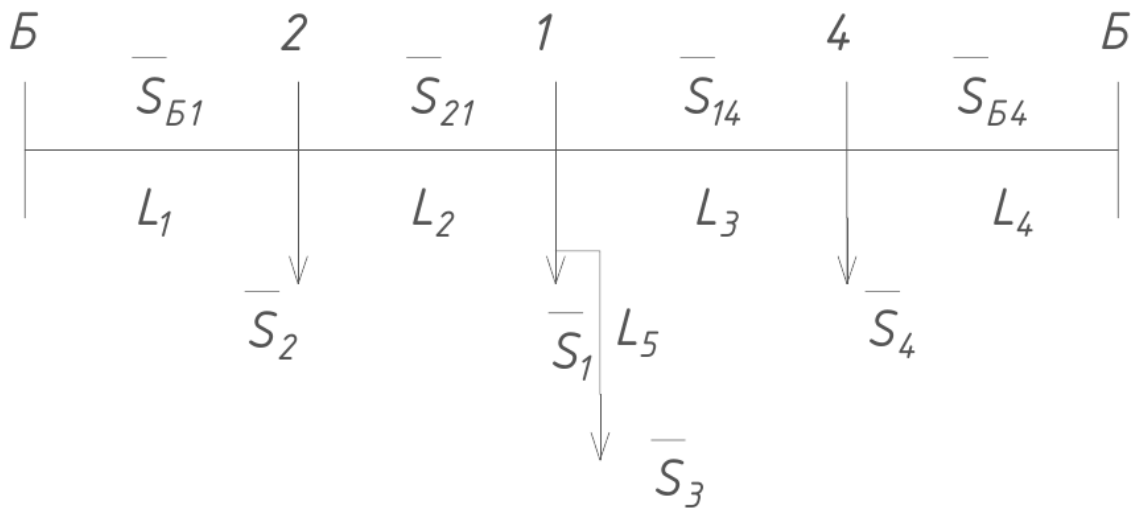


Рисунок 4.1

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{B2} &= \\ &= \frac{(\underline{S}_2 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6) \cdot (l_2 + l_3 + l_4) + (\underline{S}_3 + \underline{S}_1) \cdot (l_3 + l_4) + \underline{S}_4 \cdot (l_4)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = \\ &= 113 + j52 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{B4} &= \\ &= \frac{(\underline{S}_4) \cdot (l_1 + l_2 + l_3) + (\underline{S}_1 + \underline{S}_3) \cdot (l_1 + l_2) + (\underline{S}_2 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6) \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = \\ &= 83 + j39,5 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_{L1} - \underline{S}_2 = 68,9 + j37,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L3} = \underline{S}_{L4} - \underline{S}_4 = 11 + j4,68 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L5} = \underline{S}_3 = 48 + j25,9 \text{ MVA}$$

Баланс потужності:

$$\underline{S}_{L1} + \underline{S}_{L4} = 196,4 + j91,9 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6 = 196,4 + j91,9 \text{ MVA}$$

Виходячи із довжин ліній і потужності яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (4.5)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (4.6)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						33
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – зворотня номінальна напруга.

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

$$F_e = \frac{I_M}{j_e} \quad (4.7)$$

де F_e – економічний переріз проводу, мм²;

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

j_e – економічна густина струму, А/мм².

У даному проекті для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 4.2.

Таблиця 2.17 – Економічна густина струму, А/мм²

Проводи	Т _{нб} , год/рік		
	1000— 3000	3001— 5000	> 5000
Алюмінієві неізольовані проводи	1,3	1,1	1,0

У табл. 4.3 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 2.18 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	113,35+52,37i	164,3	-	655,4	327,7
Л2	68,99+37,61i	91,5	-	412,4	206,2
Л3	11,01+4,69i	60,5	-	62,8	31,4
Л4	83,01+39,59i	154,5	-	482,7	241,4
Л5	48+25,9i	125,5	-	286,3	143,1
Л6	0,67+0,3i	16,3	42,4		-
Л7	0,07+0,01i	5,3	4,1		-
Л8	0,69+0,35i	16,5	44,7		-

Обираємо напругу в колі $U_{ном}=220$ кВ.

У табл. 4.4 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 2.19 – Вибір проводів мережі

Лінія	$I_{ном}, A$	$U_{ном}, кВ$	Дані проводу		$I_{доп}, A$
			$F_e, мм^2$	Марка проводу	
Л1	327,7	220	297,9	АС-300/39	690
Л2	206,2	220	187,5	АС-240/32	605
Л3	31,4	220	28,5	АС-240/32	605
Л4	241,4	220	219,5	АС-300/39	690
Л5	143,1	220	130,1	2хАС-240/32	605
Л6	42,4	10	38,5	АС-35/6,5	175
Л7	4,1	10	3,7	АС-35/6,5	175
Л8	44,7	10	40,6	АС-35/6,6	175

БР 3.6.14.1.108 ПЗ

Арк.

35

Змін. Арк. № докум. Підпис Дата

2.4.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв

Це в цілому складне завдання, яке при виконанні курсового проекту вирішується дещо спрощено.

Компенсуючі пристрої (статичні конденсатори і синхронні компенсатори) повинні забезпечити зниження споживаної з електричної мережі реактивної потужності. При цьому пропонується виходити з рівності коефіцієнтів реактивної потужності на шинах вторинної напруги підстанцій без урахування споживання її лініями і трансформаторами.

При виборі типу та кількості компенсуючих пристроїв потрібно враховувати можливу кількість і тип трансформаторів на підстанціях. Так, якщо на підстанції необхідна установка двох трансформаторів, то потужність компенсуючих пристроїв Q_k повинна бути розділена на кожен із них і на кожен обмотку нижчої напруги. При цьому перевагу необхідно віддавати комплектним конденсаторним установкам і лише за великої потужності – синхронним компенсаторам.

Хід і результати вибору компенсуючих пристроїв показано табл. 4.5.

Таблиця 2.20 – Результати вибору реактивних установок

№ ПС	$P_M, \text{MВт}$	$\text{tg}\varphi$	$\text{tg}\varphi_0$	Q_k, MVar	Кількість і тип компенсуючих пристроїв
1	32	0,426	0,21	6,9	2хУКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ
2	43	0,672	0,21	19,9	2хКС-10
3	48	0,54	0,21	15,8	4хУКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ
4	72	0,329	0,21	8,6	4хУКЛ(П)56-10,5-2250 УЗ

2.4.4 Вибір трансформаторів для схеми А

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

$$S_{T_{\text{НОМ}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}} \quad (4.8)$$

де $S_{T_{\text{НОМ}}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА (кВА);

$S_{\text{розр}}$ – потужність однотрансформаторної підстанції, МВА (кВА);

$S_{i_{\text{max}}}$ – 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:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (4.9)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_z = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{НОМ}}}} \quad (4.10)$$

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

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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 табл. 4.6.

Таблиця 2.21 – Вибір трансформаторів для схеми Б

№ ПС	S, MVA	Категорія споживача	N_{mp}	Спрозр (1-го тр), МВА	$S_{ном}$ (1-го тр), МВА	K_3	Марка тр-ра
1	32,8	I	2	23,4	25	0,656	ТРДН-25000/220
2	43,90	III	1	43,9	63	0,697	ТРДЦН-63000/220
3	49,8	II	2	35,6	40	0,623	ТРДН-40000/220
4	73,5	I	2	52,5	63	0,583	ТРДЦН-63000/220
5	0,8	I	2	0,6	0,63	0,635	ТМ-630/10
6	0,7	I	2	0,5	0,63	0,556	ТМ-630/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Для подальшого розрахунку мережі необхідно розрахувати опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (4.11)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (4.12)$$

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 (ВН), кВ;

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

U_k – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у таблицях 4.7 та 4.8.

Таблиця 2.22 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-

4

Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
			ВН	НН				
ТРДН-25000/220	25,00	$\pm 8 * 1,5\%$	230,00	11,00	12,00	150,00	42,00	1,10
ТРДН-40000/220	40,00	$\pm 8 * 1,5\%$	230,00	11,00	12,00	170,00	50,00	0,90
ТРДЦН-63000/220	63,00	$\pm 8 * 1,5\%$	230,00	11,00	12,00	300,00	82,00	0,80

Таблиця 2.23 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

чів 5 та 6

Тип трансформатора	$S_{ном}$, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		$U_{ном}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН							
ТМ-400/10	0,40	–	10,00	0,40	4,50	5,50	0,92	10,60	12,00	3,7+10,6i
ТМ-630/10	0,63	–	10,00	0,40	5,50	8,20	1,50	8,50	18,90	2,12+8,5i

2.4.5 Розрахунок потужності та падіння напруги

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності. Активний та реактивний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i \quad (4.13)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i \quad (4.14)$$

де $R_{л}$ та $X_{л}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \quad (4.15)$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (4.16)$$

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 табл. 4.9.

Таблиця 2.24 – Параметри ліній за схемою Б

Ділян-ка	Дов- жина, км	Марка про- воду	Параметри проводу		Q _л , МВАр	Z _л , Ом
			Z ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км		
Л1	33,4	АС-300/39	0,098+0,429i	2,64	4,27	3,27+14,33i
Л2	6	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	0,76	0,73+2,61i
Л3	10,8	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	1,36	1,31+4,7i
Л4	42,4	АС-300/39	0,098+0,429i	2,64	5,42	4,16+18,19i
Л5	44	2хАС-240/32	0,121+0,435i	2,6	11,07	2,66+9,57i
Л6	12,8	АС-35/6,5	0,79+0,386i	-	-	10,11+4,94i
Л7	17	АС-35/6,5	0,79+0,386i	-	-	13,43+6,56i
Л8	10,7	АС-35/6,6	0,79+0,386i	-	-	8,45+4,13i

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 3.6 та 3.7 даного документу), 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:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \quad (4.17)$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z - опір ділянки, Ом.

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 [2].

Розрахунок напруги проводимо за формулою:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (4.18)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – 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.

Процентне відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховуємо за формулою, %:

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (4.19)$$

Розрахуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 2.2. Розрахунок починаємо з знаходження точки поточкорозподілу.

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунку потужності в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 4.10. Результати розрахунку напруги у вузлах мережі показано у табл. 4.12.

Таблиця 2.25 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$S^{поч}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{кін}, MVA$	$I_{роз}, A$	$I_{дон}, A$
Л1	107,85+26,8i	0,83+3,66i	108,68+28,33i	294,7	690
Л2	63,24+14,23i	0,06+0,23i	63,3+14,08i	170,2	605
Л3	41,43+5,25i	0,05+0,17i	41,48+4,74i	109,6	605
Л4	89,67+21,31i	0,73+3,19i	90,4+21,79i	244	690
Л5	48,24+12,56i	0,14+0,49i	48,38+7,52i	128,5	2x605
Л6	0,67+0,3i	0,054+0,027i	0,72+0,33i	45,7	175
Л7	0,06-0,05i	0,001	0,06-0,05i	4,5	175
Л8	0,69+0,35i	0,051+0,025i	0,74+0,38i	48	175

Таблиця 2.26 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	$S^{поч}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{кін}, MVA$
1-1'	32+7,3i	0,07+1,96i	32,15+9,78i
2-2'	44,36+9,55i	0,17+4,28i	44,61+14,33i
3-3'	48+13,3i	0,14+4,07i	48,24+18,09i
4-4'	72+14,7i	0,22+5,62i	72,38+21,33i
5-5'	0,736+0,314i	0,01+0,03i	0,746+0,384i
6-6'	0,627+0,338i	0,01+0,02i	0,637+0,398i

$$S_B = 199 + 50,1j \text{ MVA}$$

Таблиця 2.27 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
Б	230	230	-
1	220	226,9	-
2	220	226,9	-
3	220	225,8	-
4	220	226,8	-
1'	220	223	
2'	220	220,6	
3'	220	219,5	
4'	220	222	
1"	10	9,91	-4
2"	10	10,17	-2
3"	10	10,12	-2
4"	10	9,86	-4
5	10	9,81	-
6	10	9,45	-
5'	0,38	0,384	-
6'	0,38	0,37	-

На рис. 4.1 показано схему заміщення мережі Б.

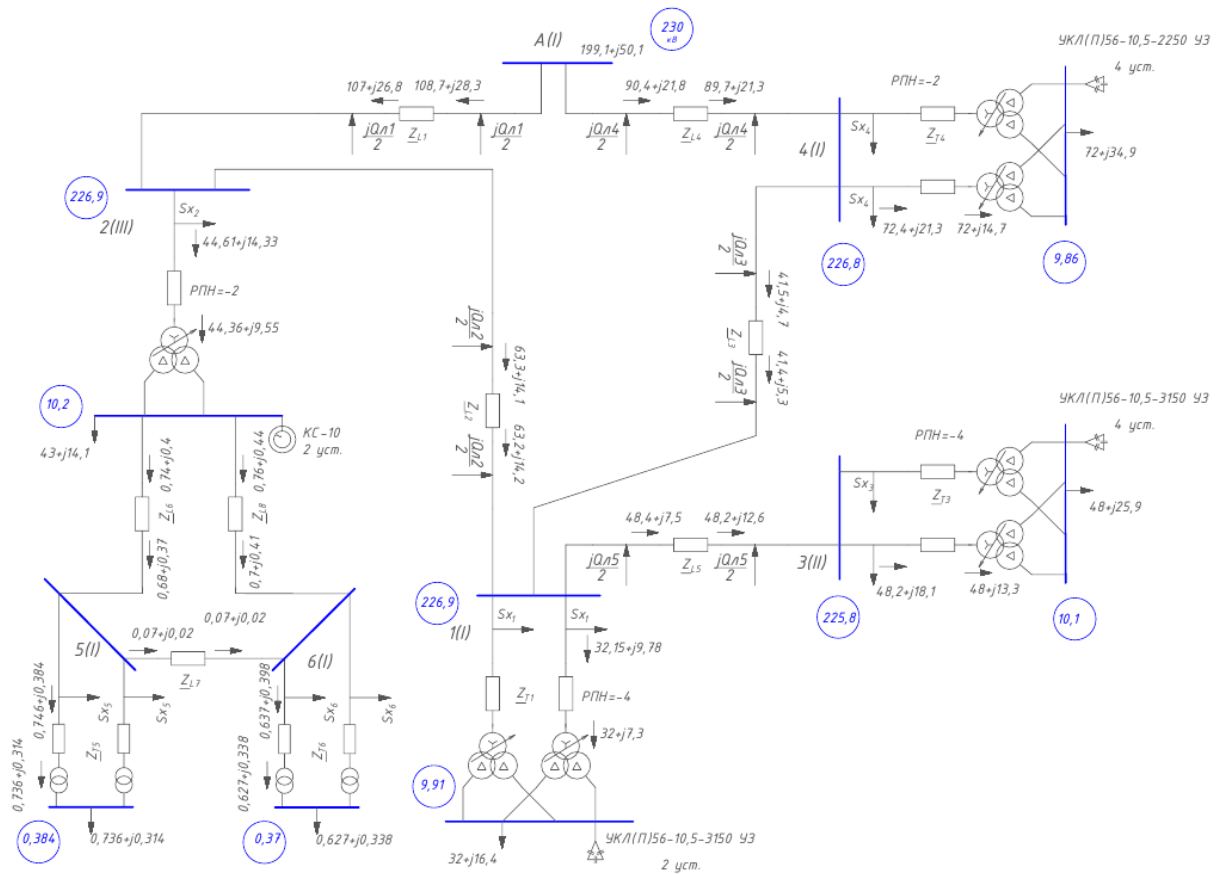


Рисунок 4.1 – Схема заміщення мережі Б

2.5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ДВОХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Завданням техніко-економічного порівняння є вибір найкращого з двох що розглядаються. Критерієм цього є мінімум приведених витрат, що визначаються за формулою [3] :

Основними величинами, які необхідно використовувати при визначенні втрат електроенергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau_0 = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$$

Втрати в лініях:
$$\Delta W_{л} = \left(\frac{S_{нб}}{U_H}\right)^2 R_{л} \tau$$

Втрати в трансформаторах:
$$\Delta W_m = 3I_{ск}^2 R_m T + R_x T$$

Таблиця 2.28 – Результати розрахунку втрат електроенергії в схемі А

Ділянка мережі	$T_{нб}, год$	$\tau, год$	$\Delta W, МВт \cdot год$
Л1	3999	2405	2164,5
Л2	4723	3114	217,98
Л3	4853	3252	97,56
Л4	4853	3252	65,04
Л5	4823	3220	2350,6
Л6	4230	2621	159,88
Л7	4230	2621	2,62
Т1	4390	2777	155,51
Т2	3670	2112	848,6
Т3	4530	2916	1196,5
Т4	4853	3252	1331,3
Т5	5720	4243	2335,1
Т6	4230	2621	26,2
Сумарні втрати			10979

Загальна енергія, яка передається:

$$W = 874841(\text{МВт} \cdot \text{год.})$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,255 \%$$

Таблиця 2.29 – Результати розрахунку втрат електроенергії в схемі Б

Ділянка мережі	$T_{нб}, год$	$\tau, год$	$\Delta W, МВт \cdot год$
Л1	4444	2830	2348,9
Л2	4720	3112	186,72
Л3	4854	3253	162,65
Л4	4854	3253	2374,69
Л5	4766	3160	442,4
Л6	4230	2621	141,53
Л7	4230	2621	2,62
Т1	4390	2777	141,63
Т2	3670	2112	848,6
Т3	4530	2916	1196,5

T4	4854	3253	1331,4
T5	5720	4243	2335,1
T6	4230	2621	26,2
Сумарні втрати			11567

Загальна енергія, яка передається:

$$W = 927061 \text{ (МВт} \cdot \text{ год.)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,248\%$$

Як висновок з попередніх розрахунків та техніко – економічними показниками двох варіантів мережі, для подальшого проектування обираємо варіант схеми Б. Усі подальші розрахунки будемо проводити тільки за цією схемою.

2.6 АВАРІЙНИЙ РЕЖИМ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ Б

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів I категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів II категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. У аварійному режимі у відповідності з правилами [2] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 3.4 або 4.4. Результати розрахунку потужності під час аварійного режиму показано у табл. 6.1.

Таблиця 2.30 – Результати розрахунків потужності в лініях під час аварійного режиму

Ділянка	S^{noc} , МВА	ΔS , МВА	S^{kin} , МВА	$I_{роз}$, А	$I_{дон}$, А
Л1	0	0	0	0	690
Л2	44,61+13,95i	0,03+0,12i	44,64+13,69i	122,5	605

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ		Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			46

Л3	125+41,52i	0,47+1,68i	125,47+42,52i	347,7	605
Л4	197,38+60,82i	3,67+16,03i	201,05+74,14i	562,4	690
Л5	48,24+12,56i	0,14+0,49i	48,38+7,52i	128,5	2x605
Л6	0,67+0,3i	0,054+0,027i	0,72+0,33i	45,7	175
Л7	0,06-0,05i	0,001	0,06-0,05i	4,5	175
Л8	0,69+0,35i	0,051+0,025i	0,74+0,38i	48	175

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Таблиця 2.31 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах під час аварійного режиму

Ділянка	$S^{поч}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{кін}, MVA$
1-1'	32+7,3i	0,07+1,96i	32,15+9,78i
2-2'	44,36+9,55i	0,17+4,28i	44,61+14,33i
3-3'	48+13,3i	0,14+4,07i	48,24+18,09i
4-4'	72+14,7i	0,22+5,62i	72,38+21,33i
5-5'	0,736+0,314i	0,01+0,03i	0,746+0,384i
6-6'	0,627+0,338i	0,01+0,02i	0,637+0,398i

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у табл. 6.3.

Таблиця 2.32 – Результати розрахунків напруги у вузлах

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
Б	230	230	-
1	220	220,5	-
2	220	220,2	-
3	220	219,4	-
4	220	222,1	-
1'	220	216,5	
2'	220	213,8	
3'	220	212,9	
4'	220	217,2	
1"	10	9,62	-4
2"	10	9,86	-2
3"	10	9,82	-2
4"	10	9,65	-4
5	10	9,49	-
6	10	9,12	-
5'	0,38	0,371	-
6'	0,38	0,357	-

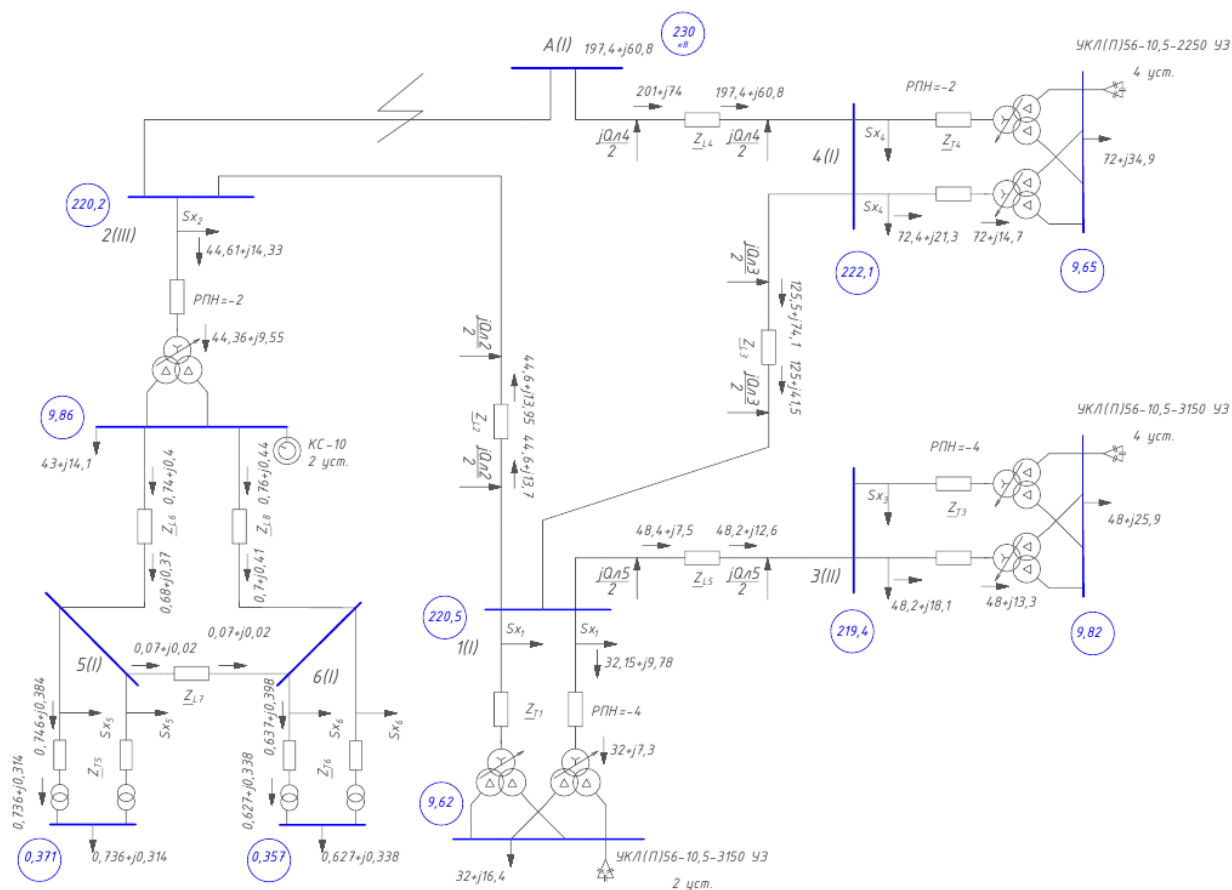


Рисунок 6.1 – Схема заміщення мережі при аварійному режимі роботи схеми

Б

2.7 РЕЖИМ МІНІМАЛЬНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ Б

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 2.2 потужність споживачів дорівнює:

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min} \quad (7.1)$$

де P_{max} – потужність максимального режиму;

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

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 3.4 або 4.4. Результати розрахунку потужності під час мінімального режиму показано у табл. 7.1.

Таблиця 2.33 – Результати розрахунків потужності під час мінімального режиму

Ділянка	$S^{поч}$, МВА	ΔS , МВА	$S^{кін}$, МВА	$I_{роз}$, А	$I_{дон}$, А
Л1	60,37-2,64i	0,25+1,08i	60,62-3,7i	159,4	690
Л2	35,4+0,74i	0,02+0,07i	35,42+0,43i	93	605
Л3	23,21-3,31i	0,01+0,05i	23,22-3,94i	61,8	605
Л4	50,23-1,53i	0,22+0,95i	50,45-3,29i	132,7	690
Л5	27,02-1,73i	0,04+0,14i	27,06-7,13i	73,4	2x605
Л6	0,37+0,17i	0,017+0,008i	0,39+0,18i	24,8	175
Л7	0,04-0,04i	0	0,04-0,04i	3,3	175
Л8	0,39+0,2i	0,016+0,008i	0,41+0,21i	26,6	175

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

Таблиця 2.34 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	$S^{поч}, MVA$	$\Delta S, MVA$	$S^{кін}, MVA$
1-1'	17,92+1,3i	0,02+0,59i	18,02+2,41i
2-2'	24,84-3,43i	0,05+1,31i	24,97-1,62i
3-3'	26,88+1,9i	0,04+1,19i	27,02+3,81i
4-4'	40,32+4,3i	0,07+1,71i	40,55+7,02i
5-5'	0,41216+0,176i	0,01i	0,41216+0,226i
6-6'	0,35112+0,19i	0,01i	0,35112+0,24i

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у табл. 7.3.

Таблиця 2.35 – Результати розрахунку напруги у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
Б	230	230	-
1	220	229,3	-
2	220	229,3	-
3	220	229,1	-
4	220	229,2	-
1'	220	228,2	
2'	220	229,8	
3'	220	227,6	
4'	220	227,5	
1"	10	10,14	-4
2"	10	10,6	-2
3"	10	10,5	-2
4"	10	10,11	-4
5	10	10,41	-
6	10	10,21	-
5'	0,4	0,412	-
6'	0,4	0,404	-

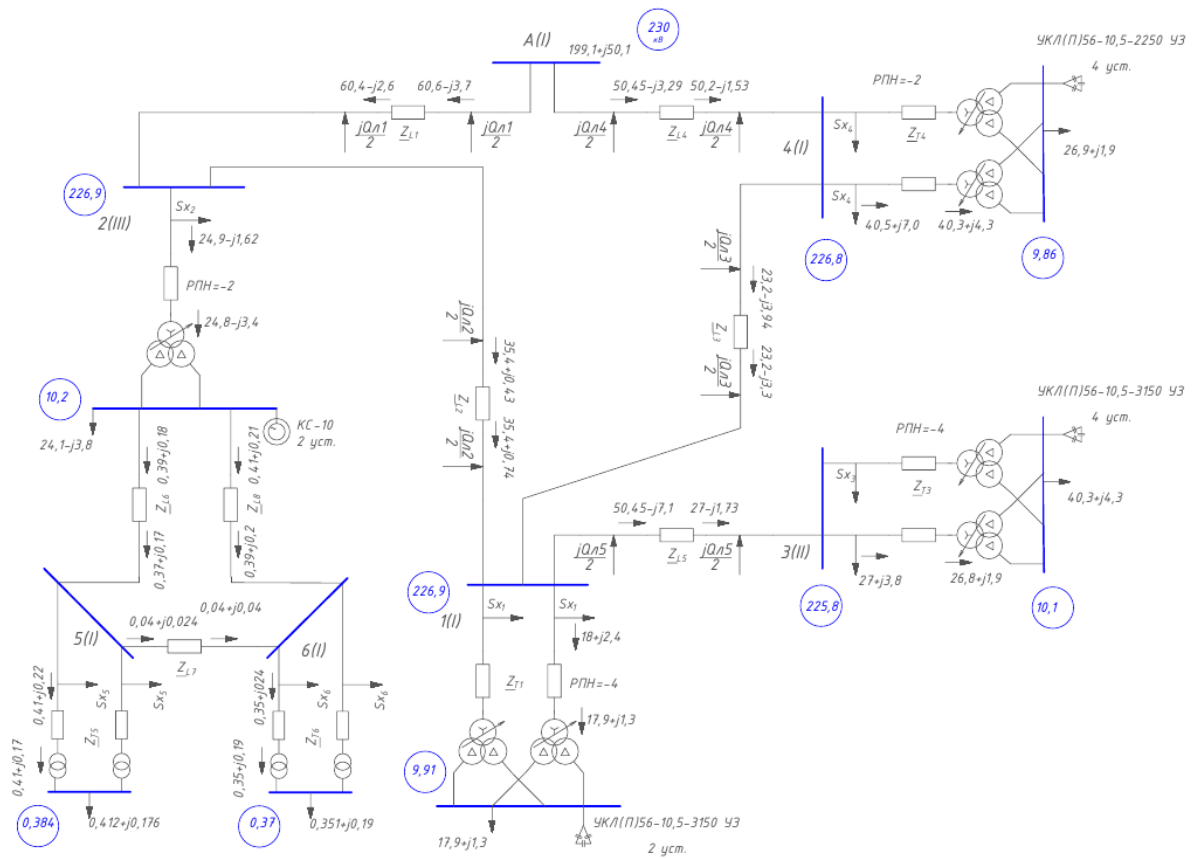


Рисунок 7.1 – Схема заміщення мережі А при мінімальному режимі

за допомогою компенсуючих пристроїв для регулювання напруги не потрібна.

3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

3.1 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Обираємо трансформатор відповідно до вихідних даних.

Таблиця 1.1.

Скз.С, МВА	t, °C
3000	10

Таблиця 1.2.

№ Го- дин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
8	50	55	60	90	90	80	80	95	95	125	150	105

На рис. 1.1 зображено схему заміщення розподільчої мережі. Обираємо двотрансформаторну підстанцію №2 для подальшого розрахунку. Додаткові вихідні дані показано в наступній таблиці.

P, МВт	cos φ	XL1, Ом	XL2, Ом
32	0,89	17,41	43,37

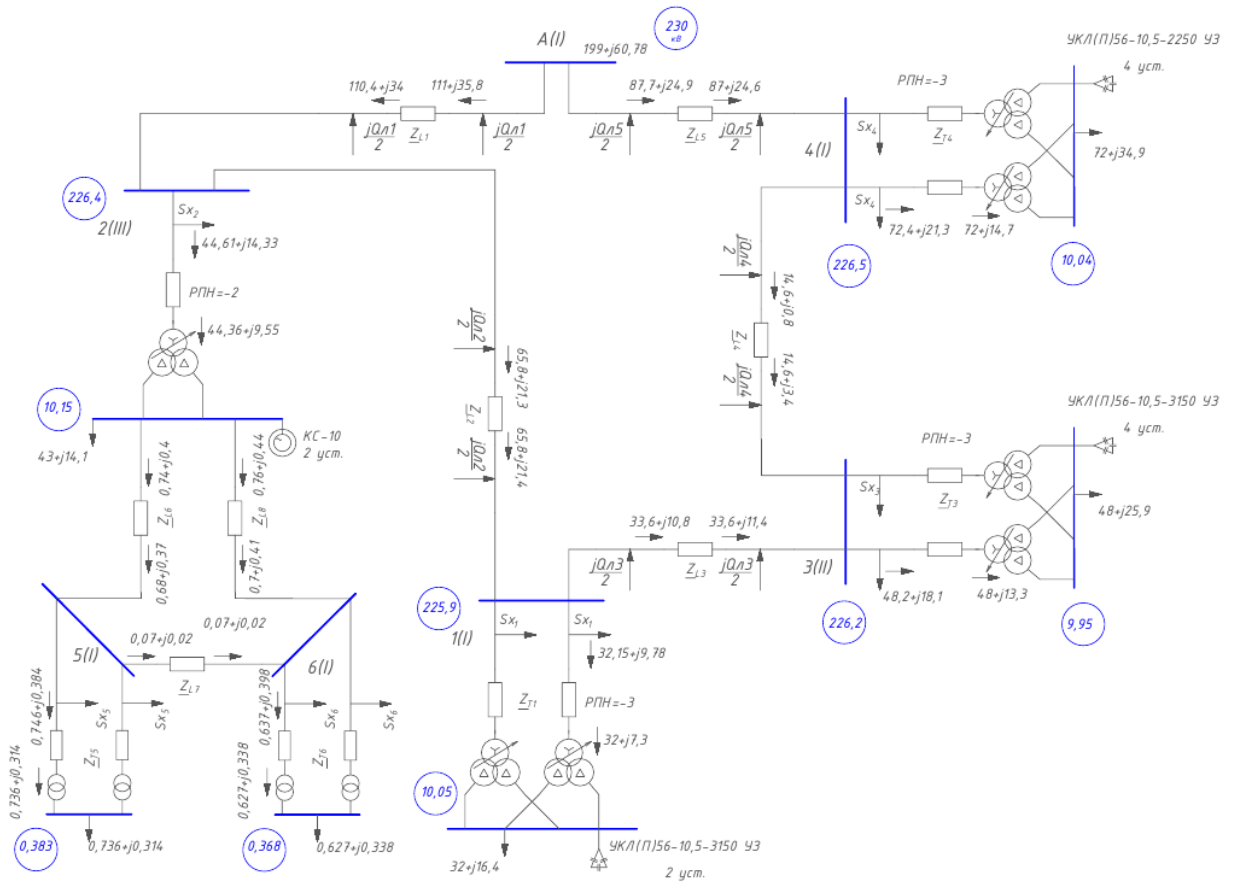


Рисунок 1.1 – Схема заміщення мережі

Номінальна потужність навантаження із врахуванням конденсаторних установок становить:

$$S_{\text{НОМ}} = 32 + j10,1 \text{ (МВА)}$$

Знаходимо $S_{\text{ТР}}$

$$S_{\text{ТР}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{1,4} = \frac{|32 + j10|}{1,4} = 23,96 \text{ (МВА)}$$

Обираємо відповідно до номіналу потужність трансформатора

$$S_{\text{НОМ}} = 25 \text{ (МВА)}$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою:

$$S_{\text{П}} = \frac{S_{\text{НОМ}} \cdot \%}{100}$$

3.1.1 Розглянемо систематичний режим при роботі двох трансформаторів

Результати заносимо до таблиці 3:

Таблиця 3.

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Нав-ня, МВА	12,0	13,2	14,4	21,6	21,6	19,2	19,2	22,8	22,8	30,0	35,9	25,2

Побудуємо графік навантаження (Рисунок 1.2).

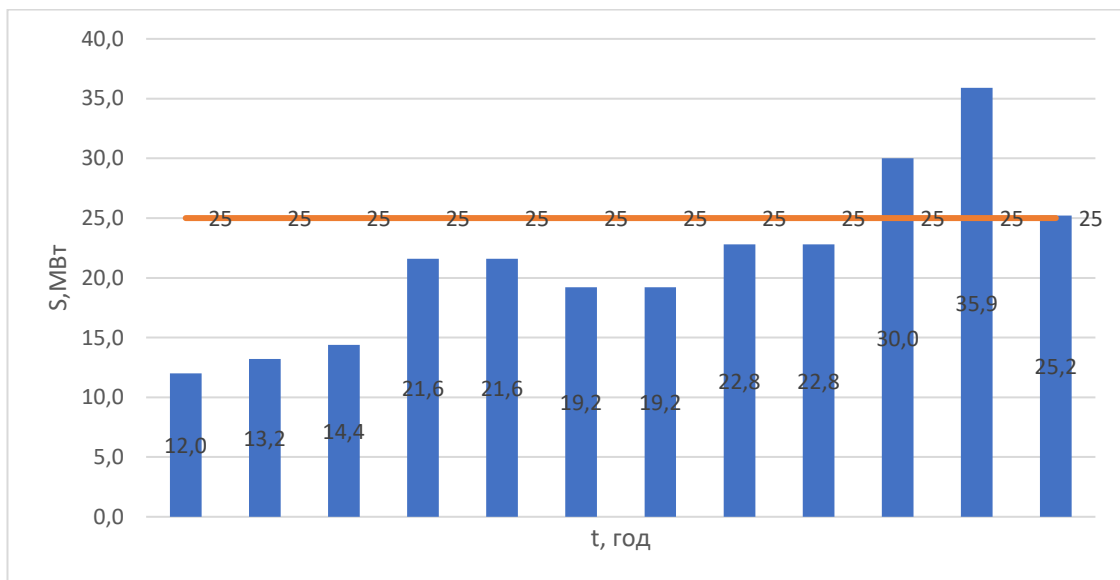


Рисунок 1.2 - Графік навантаження при аварійному режимі роботи одного трансформатора ТРДН –25000/220

$$K_1 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{12^2 \cdot 2 + 13,2^2 \cdot 2 + 14,4^2 \cdot 2 + 19,2 \cdot 4 + 21,6^2 \cdot 4 + 22,8^2 \cdot 4}{18}}$$

$$= 0,758$$

$$K_2 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{25,2^2 \cdot 2 + 30^2 \cdot 2 + 35,9^2 \cdot 2}{6}} = 1,227$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном}} = \frac{35,9}{25} = 1,436$$

Попереднє значення K'_2 необхідно порівняти із значенням K_{max} ,

$K'_2 = 0,9K_{max} = 0,9 \cdot 1,439 = 1,292$ Так як $K'_2 \geq K_2$ остаточно беремо $K_2 = 1,292$

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (-10 С) і часу перевантаження $t = 6$ годин,

	0,7	0,8
6	1,5	1,5

$K_{2ГОСТ} = 1,5$

Для трансформаторів із системою охолодження Д. Порівнюємо значення K_2 за ГОСТом і реальне. Значення K_2 за ГОСТом (1,5) більша, ніж реальне $K_2 = 1,227$, тому обираємо трансформатор більшої номінальної потужності ТРДН-25000/220.

3.2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 2.1.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центра живлення складає $S_c = 3000$ МВА

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

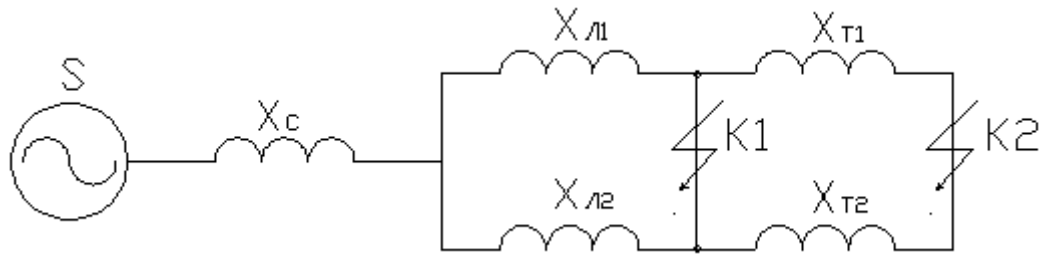


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_L^2}{S_c} = \frac{220^2}{3000} = 16,1 \text{ Ом}$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{17,41 \cdot 43,37}{17,4 + 43,37} = 12,4 \text{ Ом}$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 25$ (МВА);

Опір трансформатора

$$X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 S_H} = \frac{11 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 203,2 \text{ Ом}$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_L)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,1 + 12,4)} = 4,45 \text{ кА}$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_L + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,1 + 12,4 + 12,4)} = 0,89 \text{ кА}$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

					БР 3.6.141.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

$$I_{K2} = I_{K2}^B \frac{220}{10} = 21,56 \text{ кА}$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1: I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,45 = 10,13 \text{ кА}$$

$$\text{у точці } K_2: I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 21,56 = 49,1 \text{ кА}$$

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 :
 $T_a = 0,03 \text{ с}$, $t = 0,06 \text{ с}$ для K_2 : $T_a = 0,06 \text{ с}$, $t = 0,1 \text{ с}$.

$$\text{для } K_1: i_a = \sqrt{2} \cdot 4,45 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,03}} = 0,571 \text{ кА}$$

$$\text{для } K_2: i_a = \sqrt{2} \cdot 21,56 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,06}} = 4,13 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 4,45^2 (0,06 + 0,03) = 1,68 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$\text{для } K_2 B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 21,56^2 (0,1 + 0,06) = 69,7 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Таблиця 2.1 – 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_{K2} , кА ² с
Шини 220 кВ ()	4,45	10,13	4,45	0,571	1,68
Шини 10 кВ ()	21,56	49,1	21,56	4,13	69,7

3.3 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОЇ АПАРАТУРИ ДЛЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІ

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{max}^{ВН} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 92 \text{ А}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{max}^{НН} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2021 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{max}^{СВ} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1010 \text{ А}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{max}^{отх} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 202 \text{ А}$$

3.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кВ.

Вибір вимикачів наведений у таблиці 3.1. Каталожні параметри вимикача узяті з [3].

Таблиця 3.1 – Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{НОМ}$, А	92 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$, кА	4,45 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	10,13 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{откНОМ}$, кА	4,45 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{аНОМ}$, кА	0,571 кА	4 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	1,68 кА ² с	300 кА ² с

Обираємо елегазовий вимикач типу 200-SFM40S.

3.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора та секційного вимикача на боці 10 кВ

Таблиця 3.2 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	2021 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$, кА	21,56 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	49,1 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$, кА	21,56 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$, кА	4,13 кА	9,9225 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	69,7 кА ² с	3969 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВР3-10-31,5/3150-УЗ.

Таблиця 3.3 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	1010 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$, кА	21,56 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	49,1 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$, кА	21,56 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$, кА	4,13 кА	9,9225 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	69,7 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВР3-10-31,5/1250-УЗ

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

3.3.3 Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 110 кВ

Таблиця 3.4 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	202 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$, кА	21,56 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	49,1 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$, кА	21,56 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$, кА	4,13 кА	9,9225 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	69,7 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРЗ-10-31,5/630-УЗ.

Таблиця 3.5 – Вибір роз'єднувача 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	92 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	10,13 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	1,68 кА ² с	4800 кА ² с

Обираємо вимикач типу РНД-1-220/630 Т1.

3.4 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

В якості трансформаторів власних потреба використовуються трифазні силові масляні трансформатори з дуттям ТД, ТДН, ТРДН. Такі присторої призначені для перетворення електричної енергії в мережах енергосистем, а також для живлення різних споживачів в мережах змінного струму частотою 50 Гц, в т. ч. для власних потреб електростанцій.

У трансформаторах передбачена можливість регулювання напруги. Від регулювання – РПН (регулювання під навантаженням), тобто перемикання трансформатора на інший щабель регулювання здійснюється в робочому стані.

Трансформатори комплектуються:

- системою охолодження з дуттям;
- мастило вказівника, для контролю рівня масла в баку;
- мастило вказівника, для контролю рівня масла в відсіку РПН;
- датчиком температури трансформатора (для трансформаторів, потужністю 1000 кВА та більше);
- датчиком температури пристрою РПН;
- газове реле трансформатора, для візуального контролю виділення газу, а також для відбору проби масла (для трансформаторів, потужністю 1600 кВА та більше);
- газовим реле для пристрою РПН;
- пристроєм, для перекочування в поздовжньому і поперечному напрямку (для трансформаторів, потужністю 1000 кВА та більше).

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 4.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Види споживачів	Встановлена потужність		Вьог о	cos φ	tg φ	Навантаження	
	оди-ниці, кВт*к-сть	Кіль-кість				P, кВт	Q, кВ Ар
Охолодження ТРДН-25000/220	2,5	2	5	0,89	0,51 2	5	2,5 6
Підігрів вимикачів напругою 220 кВ	15	3	45	1	0	45	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	0,6	15	9	1	0	9	0
Освітлення ВРП 220 кВ	7	1	7			7	
Освітлення ЗРП	7	1	7			7	
Опалення, вентиляція закритого РП	7	1	7	1	0	7	0
Всього						80	2,5 6

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{80^2 + 2,56^2} = 64,03 \text{ кВА}$$

Обираємо два трансформатори власних потреб ТМ- 63/10 [12], потужністю по 63 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $64,03/63 = 1,016$, що допустимо.

3.5 ВИБІР ЕЛЕКТРОВИМІРЮВАЛЬНИХ ПРИЛАДІВ

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

3.5.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)

Вимірювальні ТС відносяться до класу спеціальних трансформаторів і призначені для:

- а) розширення межі вимірювання приладів (амперметрів, ватметрів);
- б) живлення струмових обмоток лічильників електричної енергії;

Основними складовими частинами ТС є первинна обмотка, вторинна обмотка та магнітопровід (осереддя).

3.5.1.1 Вибір ТС на стороні 220 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку високої напруги встановлено амперметр ватметр та варметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 5.1.

Таблиця 3.2 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 5.2.

Таблиця 3.3 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові	Каталожні
--------------	--------------	-----------

	значення	значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	220	220
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	92	100
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	10,13	25
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2 \text{с}$	1,68	288

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 220-У1 100/5.

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:

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

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

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

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

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.5.1.2 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. 2.15.

Таблиця 3.4 – 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

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 50 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

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

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

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.

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 5.4.

Таблиця 3.5 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}, \text{кВ}$	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	2021	3000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	49,1	81
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2\text{с}$	69,7	288

Обираємо трансформатор струму ТШВ10 3000/5.

3.5.1.3 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. 5.5.

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.6 – 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. 5.6.

,

Таблиця 3.7 – Трансформатор струму секційної комірки

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	1010	2000
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	49,1	81
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	69,7	288

Обираємо трансформатор струму ТШЛ 10-УЗ 2000/5.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40$ м

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм²,

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

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

Загальний опір струмового кола

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

що менше ніж 1,08 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

3.5.1.4 Лінії, що відходить 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 5.7.

Таблиця 3.8 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

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

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

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

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

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

Розрахункові параметри трансформатора струму приведені у табл. 5.8.

Таблиця 3.9 – 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
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	202	300
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	49,1	100
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	69,7	288

Обираємо трансформатор струму ТЛМ 10-УЗ 300/5.

3.5.2 Вибір трансформаторів напруги

3.5.2.1 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. 5.9.

Таблиця 3.10 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Прилад	Встановлення	Потужність	К-ть. обм.	cos	К-ть	Потужність	
						P	Q
Ваттметр	ПЛ - 220 кВ	1,5	2	1	2	6	0
Варметр		2	2	1	2	8	0
Фіксатор імпульсної дії		3	1	1	2	6	0

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

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

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-220-58 з параметри наведеними в табл. 2.25.

3.5.2.2 Трансформатор напруги на боці НН

Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку НН і занесемо їх до табл. 5.10.

Таблиця 3.11 – 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

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ				Арк.
									71
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

параметри наведеними в табл. 5.11.

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

Таблиця 3.12 – Технічні дані трансформаторів напруги

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000
НТМІ-10-66	10	100	100:3		120	200	600	960

3.6 ВИБІР СТРУМОПРОВІДНІ ЗБІРНІ ШИН

Струмopроводів і кабелів на боці низької (середньої) напруги підстанції В РУ 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталевалюмінієвими проводами марки АС

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{min} = \frac{I_{трив}}{j_e},$$

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

$j_e = 1,1$ – для неізолюваних мідних проводів (при $T_{нб} = 4800$ год - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{min} = \frac{92}{1,1} = 83,6 \text{ мм}^2$$

Обираємо провід АС – 240/32, найближчий до розрахованого.

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 92 \text{ А}$$

$$I_{доп} = 610 \text{ А}$$

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$q_{min} \leq q_{розр}$$
$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{3,13}}{91 \cdot 10^{-3}} = 16,6 \text{ мм}^2$$

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

Умова виконується $14,2 \text{ мм}^2 \leq 240 \text{ мм}^2$.

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 $I_{кз} = 4,45 \text{ кА}$ – отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруги 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 240 мм^2 , тому провід АС–240/32 задовольняє умові.

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

$$I_{роб.нб} \leq I_{доп}$$
$$I_{роб.нб} = 2021 \text{ А}$$

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

$I_{роб.нб}$ – максимальне значення струму в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{доп}$ – максимальне значення допустимого струму шин вибраного перерізу.

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

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \cdot k_{п} = 2021 \cdot 1,05 = 2866 \text{ А}$$
$$2021 \leq 2866$$

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Нерівність виконується.

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

$$q \geq q_{min}$$
$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{69,7}}{91 \cdot 10^{-3}} = 91,7 \text{ мм}^2$$
$$1 \times 5,2 \leq 91,7$$

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 $l = 0,9$ м;

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

q - поперечний переріз шини, см².

$$f_0 = \frac{173,2}{0,9^2} \sqrt{\frac{6,2}{5,2}} = 233,5 \text{ Гц}$$

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

4) Перевірка шини на міцність

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз визначається за формулою,
МПа:

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						74
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 к.з., кА;

a – відстань між фазами, м;

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

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{49,1^2 \cdot 0,9^2}{2,52 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 16,78 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

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

де h – висота шин, м.

$$f_\Pi = 0,05 \frac{49,1^2}{0,075} = 1607 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили f_Π , МПа:

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

де $W_\Pi = W_{y-y}$

$$\sigma_\Pi = \frac{1607 \cdot 0,9^2}{12 \cdot 2,52} = 43,04 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

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

$$59,8 \text{ МПа} \leq 75 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.7 ВИБІР ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ПЕРВИННИХ З'ЄДНАНЬ ПІДС-ТАНЦІЇ

3.7.1 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.

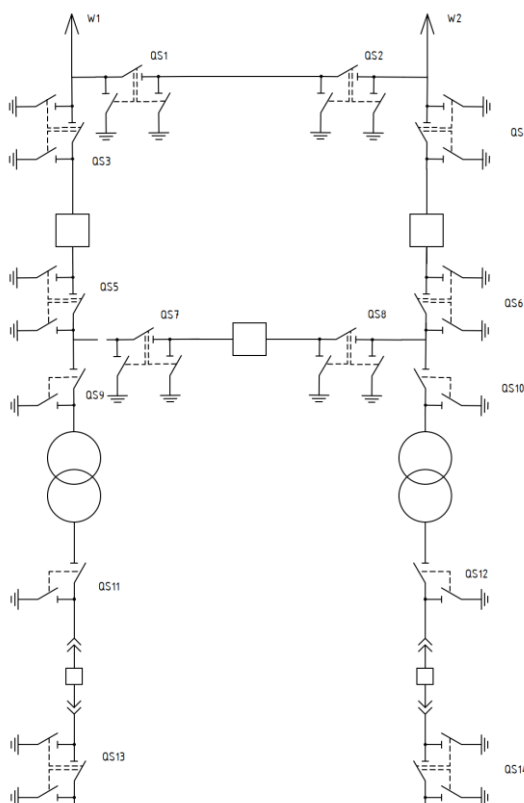


Рисунок 3.1 – Схема «місток» з трьома вимикачами

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

3.7.2 Вибір розподільних пристроїв, основні конструктивні рішення

Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина РУ 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді 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.

3.7.3 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 блискавководів, що приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один загальний пристрій, що заземлює.

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						77
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ АТДЦТН -125000/330/110

4.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

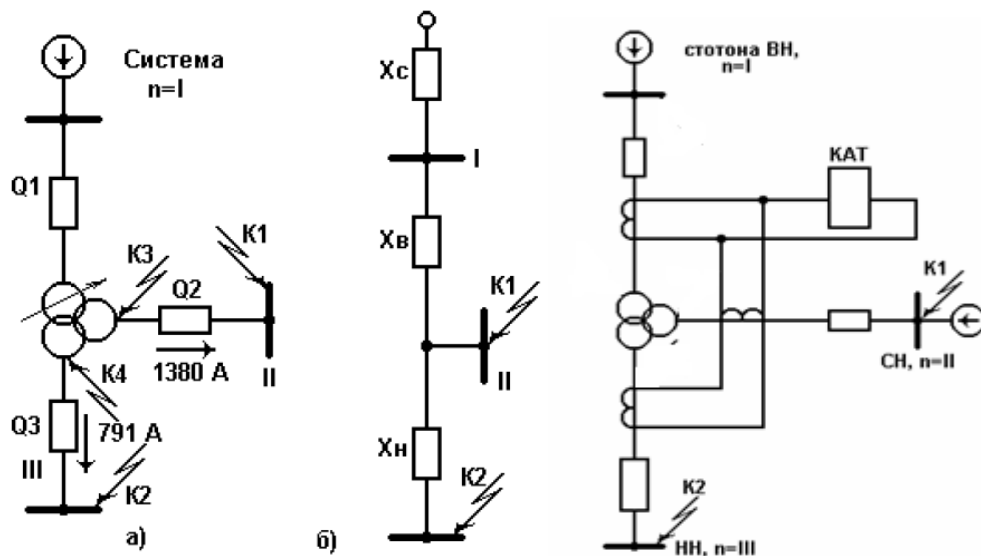


Рис.1 Пояснювальна схема захисту трансформатора

Необхідно розрахувати релейний захист трансформатора

АТДЦТН -125000/330/110, який має наступні характеристики:

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

Тип трансформатора	S _н , МВ А	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 , кВА р
		ВН	СН	НН							
АТДЦТН - 125000/33 0/110	125	330	115	6,6; 10.5	12	345	80	0,45	1,3	91,5	625

$$U_{K.B} = (U_{K.B-c} + U_{K.B-H} - U_{K.c-H})/2 = (10+35-24)/2 = 10.5$$

$$U_{K.c} = (U_{K.B-c} - U_{K.B-H} + U_{K.c-H})/2 = (10-35+24)/2 = -0.5$$

$$U_{K.H} = (-U_{K.B-c} + U_{K.B-H} + U_{K.c-H})/2 = (-10+35+24)/2 = 24.5$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB}}{100} \frac{U_{ном.В.}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \frac{(330 \cdot 10^3)^2}{125 \cdot 10^6} = 91,476 \text{ Ом}$$

$$X_{TC} = \frac{U_{KH}}{100} \frac{U_{ном.Н.}^2}{S_{ном}} \approx 0 \text{ Ом}$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH}}{100} \frac{U_{ном.Н.}^2}{S_{ном}} = \frac{24,5}{100} \frac{(330 \cdot 10^3)^2}{125 \cdot 10^6} = 213,444 \text{ Ом}$$

При розрахунку струмів КЗ трансформаторів з РПН необхідно врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги.

$$x_{т.мин} = x_{т.ном} (1 - \Delta U)^2; \quad x_{т.макс} = x_{т.ном} (1 + \Delta U)^2, \text{ звідси маємо:}$$

$$x_{В.мин} = 91.476(1 - 0,12)^2 = 70,839 \text{ Ом};$$

$$x_{В.макс} = 91.476(1 + 0,12)^2 = 114,747 \text{ Ом}.$$

$$x_{Н.мин} = 213,444(1 - 0,12)^2 = 172,89 \text{ Ом}$$

$$x_{Н.макс} = 213,444(1 + 0,12)^2 = 258,267 \text{ Ом}$$

Струм КЗ на шинах СН становить:

$$I_{кС.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин})} = \frac{330 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(12 + 70.839)} = 2357 \text{ А}.$$

$$I_{кС.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс})} = \frac{330 \cdot 10^3}{2(18 + 114.747)} = 1393 \text{ А}.$$

Струм КЗ на шинах НН становить:

$$I_{кН.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин} + x_{н.мин})} = \frac{330 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(10 + 70,839 + 172,89)} = 750,903 \text{ А}$$

$$I_{кН.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.макс} + x_{в.макс} + x_{н.макс})} = \frac{330 \cdot 10^3}{2(22 + 114,747 + 258,267)} = 482,325 \text{ А}$$

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

4.2 Розрахунок подовжнього диференційного струмового захисту

1) Струм спрацювання захисту визначається по більшому із двох значень:

а) Відстройка від кидка струму намагнічування

$$I_{с.з.нам} = k_{отс} I_{ном} = 1,3 \cdot 218,693 = 284,301 A$$

$$\text{де } I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} U_{ср.ном}} = \frac{125 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 10^3} = 218,693 A$$

б) Відстройка від струму небалансу

$$I_{с.з.неб} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{кС.макс}^{(3)} = 1,3(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) 2357 = 827,255 A$$

Приймаємо значення $I_{с.з.неб} = 807,282 A$

2) Проводимо перевірку на чутливість захисту по первинним струмам при двухфазному КЗ на шинах НН:

$$k_ч = \frac{I_{кН.мин}^{(2)}}{I_{с.з.неб}} = \frac{482,325}{827,255} = 0,583 < 2$$

З розрахунку видно, що реле типу РНТ не може забезпечити необхідної чутливості захисту. Тому для перевірки на чутливість візьмемо наступне реле типу ДЗТ-11.

Вибираємо струм спрацювання захисту:

а) Відстройка від кидка струму намагнічування

$$I_{с.з.нам} = k_{отс} I_{ном} = 1,5 \cdot 218,693 = 328,04 A$$

б) Відстройка від струму небалансу при КЗ на шинах СН

$$I_{с.з.небС} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{кС.макс}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) 2357 = 954,525 A$$

в) Відстройка від струму небалансу при КЗ на шинах НН

$$I_{с.з.небН} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) I_{кН.макс}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) 750,903 = 247,789 A$$

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

Приймаємо реле ДЗТ-11 зі встановленою гальмівною обмоткою по стороні СН. Тоді струм спрацювання захисту приймаємо більшим із значень а) та в)

$$I_{c.3} = 328.04A$$

4.3 Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту реле при КЗ на шинах НН

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кН.мин}}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{482.325}{328.04} = 1.47 < 2$$

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

$$I_{\text{к.мин}}^{(2)} = \frac{330 \cdot 10^3}{2(22 + 91.476 + 213.444)} = 504.711A$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{504.711}{3280.4} = 1.539 < 2 \text{ майже відповідає умові чутливості}$$

Таблиця 1. Розрахунок первичних та вторичних токів сторін трансформатора.

Обозначение параметров	I-ВН-230 кВ	II-СН-38,5 кВ	III-НН-11 кВ
$I_{\text{номп}}, A$	$\frac{125000}{(\sqrt{3} \cdot 330)} = 218,7$	$\frac{125000}{(\sqrt{3} \cdot 115)} = 627.6$	$\frac{125000}{(\sqrt{3} \cdot 10.5)} = 6873$
$K_{\text{Тн}}$	250/5	630/5	16000/5
Схема соединения ТТ	Зірка	Зірка	Трикутник
$I_{\text{в.номп}}, A$	$\frac{218,7 \cdot 1}{250/5} = 4,374$	$\frac{627.6 \cdot 1}{630/5} = 4,981$	$\frac{6873 \cdot \sqrt{3}}{16000/5} = 3.72$

Вибір уставок реле ДЗТ

В якості основної слід взяти сторону СН (115 кВ), що має більший вторинний номінальний струм. Струм спрацювання реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{ном}}}{K_T} = \frac{328,04 \cdot 1 \cdot \frac{330}{150}}{630/5} = 7,417A$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони:

$$W_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}} = \frac{100}{7,417} = 13,385$$

Приймається $W_{раб.осн} = 13$ витків, що відповідає фактичному струму спрацювання реле:

$$I_{с.р.осн} = \frac{100}{13} = 7,692A$$

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора:
для сторони 330 кВ

$$W_{расчI} = 13 \cdot \frac{3,72}{4,374} = 11,057$$

для сторони 10.5 кВ

$$W_{расчIII} = 13 \cdot \frac{4,374}{3,72} = 15,284$$

Приймаємо $W_I = 11$, $W_{II} = 10$, $W_{III} = 15$

Уточнений струм спрацювання захисту з урахуванням похибки вирівнювання:

$$I_{с.з} = k_з \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta \omega_I) \cdot I_{к.макс(K2)} = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,005) \cdot 750,903 = 253,634A$$

$$\Delta \omega_I = \left| \frac{W_{осн.расч} - W_I}{W_{осн.расч}} \right| = \left| \frac{11,057 - 11}{11,057} \right| = 0,005$$

Уточнений розрахунковий струм спрацювання реле:

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						83
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{ном}}}}{K_T} = \frac{253,6343 \cdot 1 \cdot \frac{330}{115}}{630/5} = 5,776 \text{ A}$$

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні СН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$I_{\text{нб.расч}} = k_3 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta \omega_{II}) \cdot I_{\text{к.макс}(K1)} = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,03) \cdot 2357 = 1060 \text{ A}$$

$$\Delta \omega_{II} = \left| \frac{W_{\text{расчII}} - W_{II}}{W_{\text{расчII}}} \right| = \left| \frac{9,71 - 10}{9,71} \right| = 0,03$$

Число витків гальмівний обмотки:

$$W_{\text{тор}} = \frac{k_3 \cdot I_{\text{нб.расч}} \cdot W_{II}}{I_{\text{к.макс}(K1)} \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 1060 \cdot 10}{2357 \cdot 0,75} = 8,995$$

Приймаємо $W_{\text{тор}} = 9$ витків

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

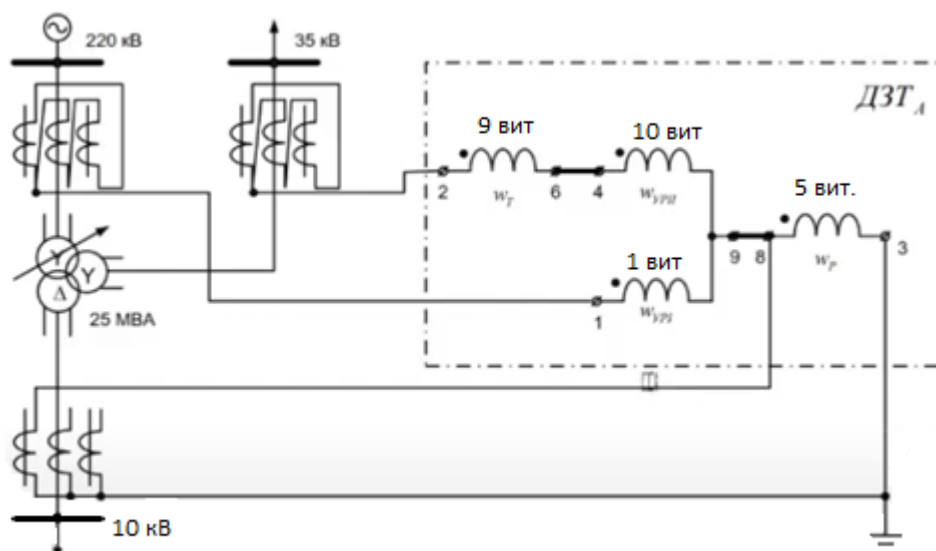
$$W_I = 1 \quad W_{II} = 10 \quad W_{III} = 5 \quad W_{\text{тор}} = 9$$

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

$$k_u = \frac{482,325}{328,04} = 1,47$$

$$k_u = \frac{504,711}{328,04} = 1,539$$

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						84
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при номінальному регулюванні напруги майже відповідає нормованому, а при мінімальному регулюванні достатньо високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується к установленню.

4.4 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.

Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі відповідно до вираження

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_B} \cdot k_C I_{нав.макс} = \frac{1.2}{0.8} \cdot 2.5 \cdot 218.7 = 820.1 \text{ А}$$

Чутливість захисту перевіримо при КЗ на шинах СН і НН в мінімальних розрахункових режимах

$$k_{ч} = \frac{482.3}{820.1} = 0.588 < 1 \qquad k_{ч} = \frac{1393}{820.1} = 1.699$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторін СН і НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту, визначений за рівняння дорівнює

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_B} \cdot k_c I_{нав.макс} = \frac{1.2}{0.8} \cdot 1 \cdot 218.7 = 328.04 \text{ А}$$

А чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_{ч} = \frac{482.3}{328.04} = 1.474 \qquad k_{ч} = \frac{1393}{328.04} = 4.247$$

Напруга спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за вираженням:

$$U_{с.з} \leq \frac{0.7 \cdot U_n}{k_B} = \frac{0.7 \cdot 330}{1.2} = 192.5 \text{ кВ}$$

Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається як

$$U_{2с.з} = 0.06 \cdot U_n = 0.06 \cdot 330 = 19.8 \text{ кВ}$$

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

$$U_{к.зах}^{(3)} = 0$$

$$U_{2к.зах} = \frac{U_{\phi}}{2 \cdot \sqrt{3}} = \frac{330}{2 \cdot \sqrt{3}} = 95.263 \text{ кВ}$$

$$k_{ч} = \frac{U_{с.з}}{0} = \frac{192.5}{0} > 1.5 \qquad k_{ч} = \frac{U_{2к.зах}}{U_{2с.з}} = \frac{95.263}{19.8} = 4.811 > 1.5$$

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						86
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора $k_{ч} > 1,5$, 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 виразом

$$I_{с.з} = \frac{k_з}{k_{пов}} \cdot I_{т.ном} = \frac{1.05}{0.8} \cdot 218.7 = 287 \text{ A}$$

Витяги часу МТЗ узгоджуються з витримками часу захистів ліній на сторонах СН і НН.

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						87
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5 ОРГАНІЗАЦІЯ СЛУЖБИ ОХОРОНИ ПРАЦІ НА ПІДПРИЄМСТВІ

5.1.1 Організування служби охорони праці

Служба охорони праці створюється на підприємствах з кількістю працівників 50 і більше. На підприємстві з кількістю працівників менше 50 осіб функції служби охорони праці можуть виконувати в порядку сумісництва особи, які мають відповідну підготовку.

На підприємстві з кількістю працівників менше 20 осіб для виконання функцій служби охорони праці можуть залучатися сторонні спеціалісти на договірних засадах, які мають відповідну підготовку. Зазвичай виокремлення служби охорони праці як такої в структурі підприємства не практикується. Її функції покладаються на традиційні структурні підрозділи — відділи охорони праці (відділи охорони праці та промислової безпеки, охорони праці та пожежної безпеки).

Підпорядковується служба охорони праці згідно із законодавством безпосередньо роботодавцеві. Проте роботодавець може доручити функціональне управління (кураторство) діяльністю служби іншій посадовій особі, скажімо, головному інженерові, заступникові директора з охорони праці тощо. Покладення таких обов'язків потрібно закріпити наказом або відобразити в посадовій інструкції уповноваженої особи. Робота служби охорони праці підприємства має здійснюватися відповідно до плану роботи та графіків обстежень, затверджених роботодавцем.

5.1.2 Призначення служби охорони праці

Підготовка проектів наказів (розпоряджень) з питань охорони праці і внесення їх на розгляд роботодавцю.

Проведення спільно з представниками інших структурних підрозділів і за участю представників професійної спілки підприємства або, за її відсутності, уповноважених найманими працівниками осіб із питань охорони праці перевірок дотримання працівниками вимог нормативно-правових актів з охорони праці.

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						88
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проведення з працівниками вступного інструктажу з питань охорони праці.

Ведення обліку та проведення аналізу причин виробничого травматизму, професійних захворювань, аварій на виробництві, заподіяної ними шкоди.

Забезпечення належного оформлення і зберігання документації з питань охорони праці, а також своєчасної передачі її до архіву для тривалого зберігання згідно з установленим порядком.

Складання звітності з охорони праці за встановленими формами.

Складання за участю керівників підрозділів підприємства переліків професій, посад і видів робіт, на які повинні бути розроблені інструкції з охорони праці, що діють в межах підприємства, надання методичної допомоги під час їх розроблення

Інформування працівників про основні вимоги законів, інших нормативно-правових актів та актів з охорони праці, що діють в межах підприємства.

Більш детально про дії служби, контроль та питання у п. 5.3

5.1.3 Основні функції та обов'язки служби охорони праці

Служба охорони праці:

- складає за участю керівників підрозділів, служб головних спеціалістів (головного технолога, головного механіка, головного енергетика, головного металурга, інших фахівців), служби організації праці та заробітної плати переліки професій і видів робіт, для яких повинні бути розроблені інструкції, надає методичну допомогу під час їх розроблення;
- бере участь у розробленні інструкцій, зокрема на основі нормативно-правових актів з охорони праці, забезпечення якими підрозділів покладено на службу;
- реєструє інструкції, що вводяться в дію (переглядаються) в журналі реєстрації інструкцій з охорони праці на підприємстві;

					<i>БР 3.6.141.108 ПЗ</i>	Арк.
						89
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- видає примірники інструкцій керівникам структурних підрозділів (служб) з реєстрацією в журналі обліку видачі інструкцій з охорони праці на підприємстві;
- систематично контролює своєчасність розроблення нових і відповідність чинних інструкцій вимогам законодавства, періодичність перегляду та своєчасність внесення змін і доповнень до них;
- забезпечує підрозділи стандартами, іншими нормативно-технічними та організаційно-методичними документами з охорони праці.

Розглядає:

- питання про підтвердження наявності небезпечної виробничої ситуації, що стала причиною відмови працівника від виконання дорученої роботи відповідно до законодавства (у разі необхідності);
- листів, заяв, скарг працівників підприємства, що стосуються питань додержання законодавства про охорону праці.

Організовує:

- забезпечення підрозділів нормативно-правовими актами з охорони праці та актами з охорони праці, що діють в межах підприємства, посібниками, навчальними матеріалами з цих питань;
- роботи кабінету з охорони праці, підготовки інформаційних стендів, ку-тків з охорони праці тощо;
- нарад, семінарів, конкурсів тощо з питань охорони праці;
- пропаганди з питань охорони праці з використанням інформаційних засобів.

Бере участь у:

- розслідуванні нещасних випадків, професійних захворювань та аварій на виробництві;

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						90
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- складанні санітарно-гігієнічної характеристики умов праці працівників, які проходять обстеження щодо наявності професійних захворювань (отруєнь);
- проведенні внутрішнього аудиту охорони праці та атестації робочих місць за умовами праці;
- роботі комісій з приймання в експлуатацію закінчених будівництвом, реконструкцією або технічним переозброєнням об'єктів виробничого та соціально-культурного призначення, відремонтованого або модернізованого устаткування в частині дотримання вимог охорони (безпеки) праці;
- розробленні положень, інструкцій, розділу «Охорона праці» колективного договору, інших актів з охорони (безпеки) праці, що діють у межах підприємства;
- складанні переліків професій і посад, згідно з якими працівники повинні проходити обов'язкові попередні і періодичні медичні огляди;
- організації навчання з питань охорони праці; роботі комісії з перевірки знань з питань охорони праці.

Виконує контроль за:

- виконанням заходів, передбачених програмами, планами щодо поліпшення стану безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, колективним договором та заходами, спрямованими на усунення причин нещасних випадків і професійних захворювань та аварій на виробництві;
- проведенням ідентифікації та декларуванням безпеки об'єктів підвищеної небезпеки;
- наявністю в структурних підрозділах інструкцій з охорони праці згідно з переліком професій, посад і видів робіт, своєчасним внесенням в них змін;
- своєчасним проведенням необхідних випробувань і технічних оглядів устаткування;
- станом запобіжних і захисних пристроїв, вентиляційних систем;

					<i>БР 3.6.141.108 ПЗ</i>	Арк.
						91
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- своєчасним проведенням навчання з питань охорони праці, всіх видів інструктажу з охорони праці;
- забезпеченням працівників засобами індивідуального та колективного захисту, мийними та знешкоджувальними засобами;
- санітарно-гігієнічними і санітарно-побутовими умовами працівників згідно з нормативно-правовими актами;
- своєчасним і правильним наданням працівникам пільг і компенсацій за важкі та шкідливі умови праці, забезпеченням їх лікувально-профілактичним харчуванням, молоком або рівноцінними йому харчовими продуктами, газованою солоною водою, наданням оплачуваних перерв санітарно-оздоровчого призначення;
- утриманням у безпечному стані території підприємства, внутрішніх доріг та пішохідних доріжок;
- організацією робочих місць відповідно до нормативно-правових актів з охорони праці;
- використанням цільових коштів, виділених для виконання комплексних заходів з досягнення нормативів та підвищення існуючого рівня охорони праці;
- застосуванням праці жінок, інвалідів і осіб, молодших 18 років, відповідно до вимог законодавства;
- виконанням приписів посадових осіб органів державного нагляду за охороною праці та поданням страхового експерта з охорони праці;
- проведенням попередніх і періодичних медичних оглядів працівників, зайнятих на важких роботах, роботах зі шкідливими чи небезпечними умовами праці або таких, де є потреба у професійному доборі, щорічних обов'язкових медичних оглядів осіб віком до 21 року.

					<i>БР 3.6.141.108 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		92

5.2 ПОРЯДОК ДОПУСКУ ДО ЕЛЕКТРОМОНТАЖНИХ РОБІТ

До початку виконання електромонтажних робіт на об'єкті мають бути виконаними наступні заходи:

- отримана підрядником проектно-технічна документація, затверджена штампом замовника «до виробництва робіт»;
- узгоджені між підрядником і підприємствами-постачальниками графік поставки обладнання з врахуванням технологічної послідовності виконання робіт, перелік складного електрообладнання, що монтується з притягненням шефмонтажного персоналу підприємств-постачальників, умови транспортування до місця монтажу важкого і великогабаритного електрообладнання;
- підготовлені приміщення для розташування бригад робочих, інженерно-технічних працівників, виробничої бази, а також для складування матеріалів і інструменту;
- здійснена прийомка по акту будівельної частини під монтаж електрообладнання;
- виконані передбачені нормами і правилами заходи з охорони праці, протипожежній безпеки, охорони навколишнього середовища.

Підготовку робочих місць можуть проводити працівники, які мають право проведення оперативних перемикачів.

1. Підготовка робочого місця повинна проводитись тільки працівниками, яким це доручається робити, а всі працівники, які не беруть участі в підготовці робочого місця, повинні перебувати за межами електроустановки.

Підготовка робочого місця повинна проводитись згідно з нарядом (заявкою) після отримання дозволу на підготовку робочого місця і на допуск до роботи.

Завдання на підготовку робочого місця повинно записуватись у журналі оперативного працівника, який дає дозвіл на таку підготовку. У цьому разі оперативний працівник повинен визначати, кому саме доручається виконувати підготовку робочого місця, і встановити, чи мають вони відповідні права. Завдання записується для керівника бригади, який буде готувати робоче місце.

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						93
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У разі виникнення сумнівів у можливості безпечного виконання роботи або достатності заходів безпеки підготовка робочого місця повинна бути припинена.

2. Найголовнішою умовою безпечної роботи працівників, які готують робочі місця в електроустановках, є перевірка відсутності напруги. Близько 90% працівників постраждали від того, що не перевіряли відсутність напруги або виконували цю операцію неправильно. Найчастіше нещасні випадки трапляються на ПЛ, оскільки на лініях операцію з перевірки відсутності напруги виконувати складніше.

Зручними для перевірки відсутності напруги на ПЛ є багатоканальні "сигналізатори-показчики напруги", тобто такі, в яких поєднуються сигналізатор і показчик, що дозволяє виявити залишкову напругу, яка може бути на ПЛ внаслідок невиявлених шунтуючих перемичок або однофазних замикань на землю, і які у режимі сигналізації спрацьовують на значній відстані від струмовідних частин.

3. Під час підготовки робочого місця після вимкнення комутаційних апаратів необхідно візуально переконатись у тому, що вони перебувають у вимкненому положенні, а також переконатись у відсутності шунтуючих перемичок. У цьому разі особливу увагу слід звертати на конструкції деяких лінійних роз'єднувачів на ПЛ, що розташовані на опорах. Значна відстань до них, що становить 9–11 м, а також наявність окремих елементів конструкції, які перешкоджають можливості візуально перевірити положення комутаційних апаратів, значно ускладнюють проведення огляду.

При цьому найбільш небезпечними і, як правило, прихованими від огляду є шунтуючі перемички, особливо обірвані шлейфи, які від дії струму "приварюються" до конструкції або проводів.

Роз'єднувачі ПЛ слід оглядати двом працівникам з усіх боків на відстані, що забезпечує проведення найкращого огляду, або провести огляд за допомогою автовішки.

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						94
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Особливу увагу слід звернути на те, що ПБЕЕ забороняють перебування на робочому місці осіб, які не виконують операції з підготовки робочого місця. Ця вимога записана вперше у другому виданні ПБЕЕ і викликана тим, що якраз під час підготовки робочих місць виникає найбільше нещасних випадків, а присутність всієї бригади може викликати тільки додаткове безладдя.

У ПБЕЕ викладені обов'язки допускача, у тому числі: "провести інструктаж: ознайомити бригаду із змістом наряду, розпорядження; вказати межі робочого місця і підходи до нього; показати найближче до робочого місця обладнання та струмовідні частини приєднань, що ремонтуються, та суміжних приєднань, до яких забороняється наближатись незалежно від того, перебувають вони під напругою чи ні".

Інструктаж бригади під час допуску вважається цільовим, і проводити його потрібно з урахуванням вимог "Типового положення про навчання з питань охорони праці". Згідно з цим Положенням після проведення цільового інструктажу необхідно перевіряти знання питань інструктажу шляхом опитування осіб, яким проведено інструктаж.

Вислів "ознайомити бригаду із змістом наряду" означає, що допускач повинен ознайомити бригаду з усім текстом наряду (весь лицьовий бік), а не тільки із змістом роботи, що записується у графі "доручається". Таке порушення вимог ПБЕЕ до інструктажу допускачем дуже поширене на практиці, а тому слід чітко розуміти різницю між термінами "Зміст роботи" і "Зміст наряду".

Допускач зобов'язаний показати бригаді межі робочого місця — як у випадках, коли робоче місце огорожене, так і у випадках, коли огороження немає. Допускач показує межі робочого місця, за які забороняється виходити під час виконання роботи.

Вимоги ПБЕЕ стосовно проведення допуску, у тому числі, цільового інструктажу, повинні виконуватись як під час допуску за нарядами, так і під час допуску до робіт за розпорядженнями.

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						95
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В останньому випадку проведення цільового інструктажу необхідно фіксувати у журналах. Це вимагається "Типовим положенням про навчання з питань охорони праці". Оскільки цільовий інструктаж проводиться виключно на робочому місці, то і допускатч повинен мати при собі журнал реєстрації інструктажів або оформляти такий інструктаж в наряді чи в письмовому розпорядженні, якщо в останньому передбачена фіксація проведення цільових інструктажів.

У ПБЕЕ встановлено порядок оформлення цільових інструктажів під час допуску до робіт за нарядами. Вимоги пункту "Оформлення проведення такого інструктажу у журналі під час допуску до роботи не вимагається" не відноситься до робіт, що виконуються за розпорядженнями, оскільки у цьому пункті мова йде виключно про роботи, що виконуються за нарядами.

У ПБЕЕ зазначається, що в РУ "під час виконання роботи на кінцевій опорі в електроустановках з місцевими оперативними працівниками черговий повинен проінструктувати бригаду, провести її до цієї опори".

Під висловом "проінструктувати бригаду" слід розуміти інструктаж чергового з метою показати бригаді наявні огороження та плакати.

"Допуск до роботи за розпорядженнями оформлюється в оперативному журналі або в журналі обліку робіт за нарядами та розпорядженнями. У разі виконання роботи оперативними працівниками достатньо оформити розпорядження тільки в оперативному журналі".

Враховуючи, що у журналі обліку робіт за нарядами та розпорядженнями взагалі немає графі для оформлення допуску, слід припустити, що вищезазначена вимога стосується тільки фіксації дозволу на допуск. В останньому реченні записано про інше — "у разі виконання роботи оперативними працівниками достатньо оформити розпорядження тільки в оперативному журналі". Дійсно, таке розпорядження можна оформити в оперативному журналі, але при цьому слід врахувати вимоги терміна "розпорядження", яке визначає зміст роботи, місце, час, заходи безпеки та перелік осіб, яким доручається виконання роботи. Все це повинно бути записано в оперативному журналі. Крім

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						96
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

цього, на місці роботи слід письмово зафіксувати проведення цільового інструктажу під час допуску.

Допуск електромонтажників до робіт в діючих електроустановках повинен здійснюватися персоналом експлуатуючої організації і оформлюється в письмовому вигляді з вказуванням складу бригади і групи по електробезпеці кожного члена бригади. Наряд-допуск видається керівнику робіт (виконробу, майстру, менеджеру) на термін, необхідний для виконання заданого об'єму робіт.

Персонал електромонтажних організацій перед допуском до роботи в діючих електроустановках повинен бути проінструктований з питань електробезпеки на робочому місці особою, яка допускає до роботи, яка зобов'язана здійснювати контроль за виконанням передбачених в наряді-допуску заходів по забезпеченню безпеки виконання робіт.

Експлуатаційний персонал несе відповідальність за збереження тимчасових огорожень робочих місць, попереджувальних плакатів і попередження подачі робочої напруги на відключені струмоведучі частини, дотримання членами бригади монтажників безпечних відстаней до струмоведучих частин, що залишилися під напругою.

Роботою електромонтажної бригади повинен керувати грамотний і досвідчений інженерно-технічний працівник підрядної організації, який повинен правильно розставити людей і механізми, забезпечити виконання вимог експлуатаційного персоналу.

Важливими елементами високої якості і безпечності робіт являються відповідна кваліфікація і висока дисциплінованість електромонтажного і експлуатаційного персоналу. При відсутності цих властивостей навіть самим ретельним чином розроблені ПВЕР не гарантують від виробничого травматизму, браку при монтажі дорогого обладнання, подачі напруги в зону виконання робіт.

					<i>БР 3.6.14.1.108 ПЗ</i>	Арк.
						97
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6 ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській роботі проведено комплексний аналіз та розрахунки, пов'язані з електроенергетичними системами. Основна увага була зосереджена на таких ключових аспектах:

1. Розрахунок електричної мережі Проведений розрахунок електричної мережі дозволив визначити оптимальні параметри для забезпечення надійної та ефективної роботи мережі. Використано сучасні методи моделювання та аналізу, що дозволило врахувати всі важливі фактори, включаючи навантаження, втрати енергії та стійкість системи.
2. Розрахунок електричної частини підстанції В рамках дослідження було виконано детальний розрахунок електричної частини підстанції. Визначено оптимальні характеристики трансформаторів, розподільчих пристроїв та іншого обладнання. Застосовані методики дозволили забезпечити високу надійність та ефективність роботи підстанції, мінімізувати втрати та підвищити рівень безпеки експлуатації.
3. Розрахунок релейного захисту Проведений розрахунок систем релейного захисту забезпечив розробку схеми, яка гарантує швидке і точне виявлення та відключення несправних ділянок мережі. Застосовані сучасні принципи та технології релейного захисту дозволяють забезпечити високу швидкість реакції та мінімізацію часу простою мережі.
4. Охорона праці Велика увага приділена питанням охорони праці, що є невід'ємною частиною безпечної експлуатації електроенергетичних систем. Розроблені рекомендації та заходи щодо забезпечення безпеки працівників при експлуатації та обслуговуванні електрообладнання. Впровадження запропонованих заходів дозволить знизити ризики виникнення нещасних випадків та покращити умови праці на підприємстві.

Результати проведених досліджень і розрахунків показують, що запропоновані технічні рішення забезпечують високу надійність, ефективність та безпеку функціонування електроенергетичних систем. Використані методики і підходи відповідають сучасним стандартам та вимогам галузі. Впровадження розроблених заходів сприятиме підвищенню енергетичної ефективності, зниженню витрат на експлуатацію та покращенню безпеки праці.

					БР 3.6.141.108 ПЗ	Арк.
						98
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7 СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети [Текст] : учебник / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. + Гриф МОН. – 1-40.
2. Правила улаштування електроустановок. – 3-тє вид., перероб. і доп. – К. : Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с.
3. 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.
4. Лычев, П. В.
5. Электрические сети энергетических систем [Текст] : учеб. пос. / П. В. Лычев, В. Т. Федин. – Минск : Універсітэцкае, 1999. – 255 с.
6. Михалков, А. В.
7. Электрические сети и системы в примерах и задачах [Текст] / А. В. Михалков. – М. : Энергия, 1967. – 160 с. – 0-30.
8. 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. Лебеда. – Суми: Вид-во СумДУ, 2018. – 34 с.
9. Неклепаев Б. Н. Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебн. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						99
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.
11. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков –Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
12. 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.
13. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. -4-е изд.-Л.: Энергоатомиздат, 2003.
14. Беляков Ю.С. Расчетные схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой и особенности расчета токов короткого замыкания с их учетом, 2001.
15. Шабад М.А. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты, 2002.
16. Дмитренко А. М. Дифференциальная защита трансформаторов и автотрансформаторов // Электричество. 1975. № 2. С. 1—9.
17. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита. - М.: Энергоатомиздат, 1998.

					БР 3.6.14.1.108 ПЗ	Арк.
						100
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		