

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

Робота допущена до захисту
Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський

«___» _____ 2021р

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА
тема «Розробка проекту районної електричної мережі»

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ-71

Мельник С.І.

Керівник

к.т.н., доцент

Волохін В.В.

Суми - 2021

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський
«___» _____ 2021 р.

Завдання

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Мельника Сергія Івановича

1. Тема роботи «Розробка проекту районної електричної мережі»
затверджено наказом по університету № _____ від _____
2. Термін здачі студентом завершеної роботи 01.06. 2021 р.
3. Вихідні дані до роботи: координати, потужності та категорії із надійності споживачів;
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)
 - розрахунок електричної мережі;
 - розрахунок релейного захисту трансформаторів;
 - вибір обладнання розподільних пристроїв;
 - розрахунок заземлення та грозозахисту;
5. Перелік графічного матеріалу (з точним позначенням обов'язкових креслень)
 - схема електричної мережі;
 - схема понижувальної ПС-110/10.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Розрахунок електричної мережі	25.04.- 30.04.2021	
2	Релейний захист трансформаторів	01.05.- 07.05.2021	
3	Вибір розподільних пристроїв	08.05.- 18.05.2021	
4	Індивідуальне завдання	19.05.- 24.05.2021	
5	Оформлення роботи	25.05.- 30.05.2021	

Студент -дипломник

Керівник роботи

РЕФЕРАТ

с. 69, рис. 12, табл. 36, кресл. 2

Бібліографічний опис: Мельник С.І. Розрахунок параметрів та вибір обладнання електричної мережі [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / С.І. Мельник ; наук. керівник В.В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2020. – 69 с.

Ключові слова: електрична мережа, підстанція, силовий трансформатор, схема електричних з'єднань, перехідні процеси, релейний захист;

электрическая сеть, подстанция, силовой трансформатор, схемаэлектрических соединений, переходные процессы, релейная защита;

electrical network, substation, power transformer, electrical circuit of electrical connections, transients, relay protection.

Короткий огляд – В роботі передбачена розробка декількох електричних мереж та вибір оптимальної, що забезпечує електроенергією споживачів розташованих по відповідним координатам. Також здійснюється розрахунок електричної мережі: ліній електропередачі, проводів, елементів розподільчих пристроїв, трансформаторів, компенсуючих пристроїв у відповідності з діючими правилами та нормативними документами.

За техніко-економічними підрахунками вибирається одна з найкращих конфігурацій електричної мережі.

Проведено вибір потужності силових трансформаторів, схеми електричних з'єднань підстанцій, високовольтних апаратів та ошиновки розподільних пристроїв, електровимірювальних трансформаторів струму й напруги. Розраховано струми короткого замикання та обрано релейний захист, заземлення та грозозахист.

ЗМІСТ

Вступ	5
1 РОЗРОБКА ПРОЕКТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ	6
1.1 Розрахунок електричної мережі А	6
1.2 Розрахунок електричної мережі схеми Б.....	24
1.3 Техніко-економічне порівняння двох схем електричної мережі	32
1.4 Аварійний режим роботи електричної схеми а	35
1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми А	38
2 Релейний Захист трансформаторів	41
2.1 Розрахунок реле для трансформатора ТРДН-40000/220.....	41
2.2 Розрахунок реле для трансформатора ТРДЦН-63000/220.....	42
2.3 Розрахунок захисту трансформатора ТД-630/10	44
3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ	46
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання	46
3.2 Вибір вимикачів електричних апаратів РУ і струмоведучих частин.	48
3.3 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)	51
3.4. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	55
3.5 Вибір трансформатора власних потреб	62
3.6 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	63
4 Розрахунок Заземлення та Грозозахисту.....	64
4.1 Розрахунок заземлення.....	64
4.2 Розрахунок грозозахисту	66
ВИСНОВКИ	68
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	69

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						4
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Даною дипломною роботою передбачена розробка декількох електричних мереж та вибір оптимальної, що забезпечує електроенергією споживачів розташованих по відповідним координатам. Також здійснюється розрахунок електричної мережі: ліній електропередачі, проводів, елементів розподільчих пристроїв, трансформаторів, компенсуючих пристроїв у відповідності з діючими правилами та нормативними документами.

За техніко-економічними підрахунками вибирається одна з найкращих конфігурацій електричної мережі.

Необхідно провести вибір потужності силових трансформаторів, схеми електричних з'єднань підстанції, високовольтних апаратів та ошиновки розподільних пристроїв, електровимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Розрахувати струми короткого замикання та обрати релейний захист трансформаторів.

Виконати розрахунок заземлення та грозозахисту підстанції.

Виконується перевірка надійності мережі, у випадку аварійної ситуації, мережа повинна забезпечувати безперебійне постачання електроенергією споживачів відповідних категорій, що підтверджується розрахунками. Всі розрахунки оформлені у вигляді таблиць.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						5
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРОБКА ПРОЕКТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ

1.1 Розрахунок електричної мережі А

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

Розрахувати релейний захист, заземлення, грозозахист.

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	15	26	28	0	22	15
Y, мм	48	21	31	23	12	12
P _{max} , МВт*	34	43	48	43	654	731
cos f	0,91	0,95	0,88	0,78	0,95	0,84
T _{нб} , годин	4450	4530	4870	3620	6580	6170
Категорія	II	III	II	I	I	II

Примітка:

* для споживачів 5 та 6 потужність вказано в кВт.

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	I
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	1
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max}	0,58

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою:

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f)) \quad (1.1)$$

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою:

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{min} \quad (1.2)$$

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

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю занесемо до табл. 1.3

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
S_{max} , МВА	34+15j	43+14j	48+25j	43+35j	0,654+0,215j	0,731+0,472j
S_{min} , МВА	19,7+8,9j	25+8,2j	27,8+15j	25+20j	0,379+0,125j	0,424+0,274j

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

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі.

На рисунку 1.1 з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

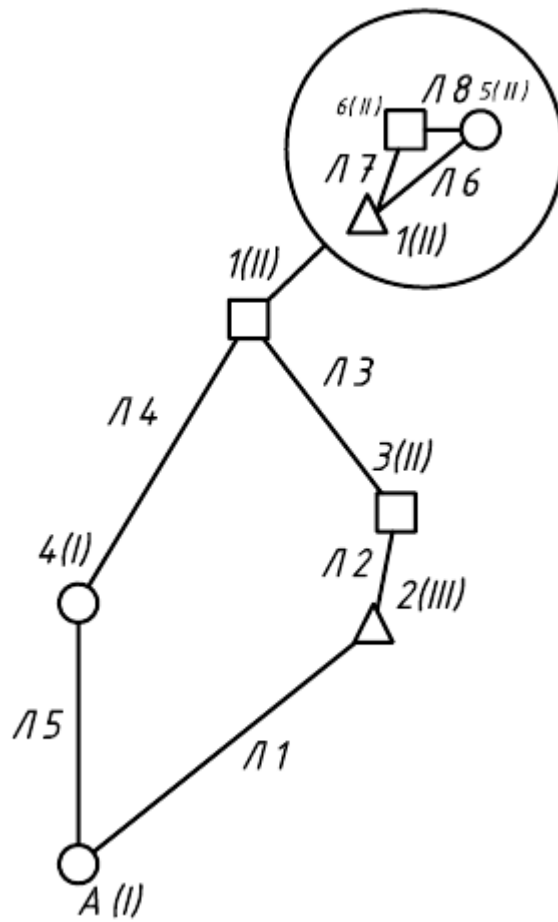


Рисунок 1.1 – Схема А

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141.416 ПЗ

Арк.

9

На рисунку 1.2 зображено другий варіант з'єднання споживачів (схема Б).

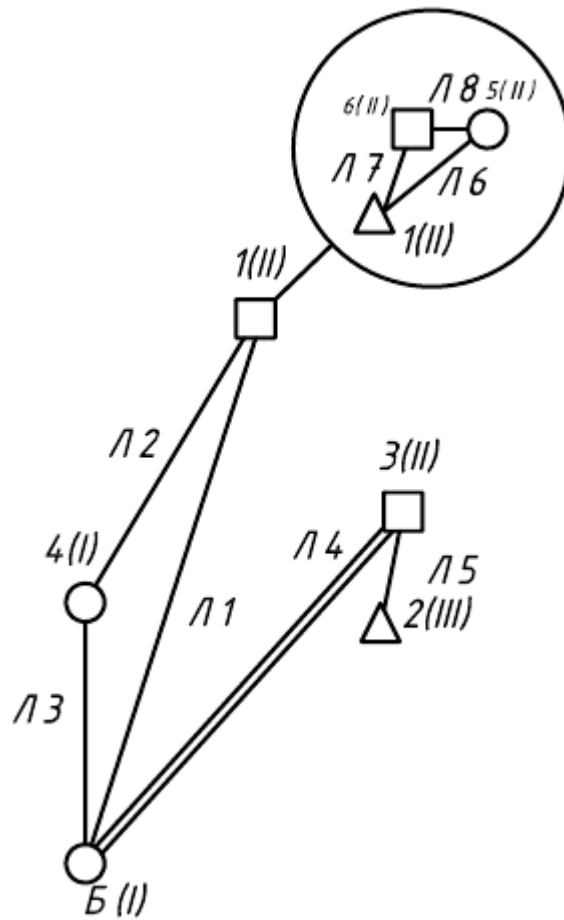


Рисунок 1.2 – Схема Б

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.

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

$$L = l \cdot k_L \quad (1.4)$$

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

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою [3, ст. 9], $k_L \approx 1,25$.

Для двохланцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{цеп}$.

$$L' = L \cdot k_{цеп} \quad (1.5)$$

$k_{цеп} \approx 1,45$, 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. 1.3

№	Лінія	Довжина, км	Дійсна довжина, км
1	А-2	33	42
2	2-3	10	13
3	3-1	21	27
4	4-1	29	36

5	4-A	23	29
6	1-5	25	3
7	1-6	19	2
8	1-6	7	0,8

Таблиця 1.3 – Дійсні довжини ліній

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рисунку 1.1, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за такими формулами:

Для мережі високої напруги

$$S_{L1} = \frac{(S_2)(L_2+L_3+L_4+L_5)+(S_3)(L_3+L_4+L_5)+(S_1+S_5+S_6)(L_4+L_5)+S_4L_5}{L_1+L_2+L_3+L_4+L_5} \quad (1.4)$$

$$S_{L5} = \frac{(S_2)(L_1)+(S_3)(L_1+L_2)+(S_1+S_5+S_6)(L_3+L_2+L_1)+S_4(L_2+L_3+L_4+L_1)}{L_1+L_2+L_3+L_4+L_5} \quad (1.4a)$$

$$S_{L2} = S_{L1} - S_2 \quad (1.5)$$

$$S_{L4} = S_{L5} - S_4 \quad (1.5a)$$

$$S_{L3} = S_{L4} - S_1 - S_5 - S_6 \quad (1.5б)$$

де S_3, S_2, S_1, S_4 – відповідні потужності споживачів, МВА;

L_1, L_2, L_3, L_4, L_5 – відповідні лінії, які з'єднують споживачів S_3, S_2, S_1, S_4 , км.

Для мережі низької напруги

Якщо мережа низької напруги замкнута

$$S_{L6} = \frac{S_5(L_7+L_8)+S_6L_7}{L_6+L_7+L_8} \quad (1.5б)$$

$$S_{L7} = \frac{S_6(L_6+L_8)+S_5L_6}{L_6+L_7+L_8} \quad (1.5в)$$

$$S_{L8} = S_{L7} - S_6 \quad (1,5в)$$

де S_5, S_6 – відповідні потужності споживачів, МВА;

L_6, L_7, L_8 – відповідні лінії, які з'єднують споживачів S_5, S_6 , км.

Виходячи із довжин ліній і потужностей яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова[1]:

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						12
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.6)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначасмо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.7)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – обрана номінальна напруга.

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

$$F_e = \frac{I_m}{j_e} \quad (1.8)$$

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 табл. 1.4 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Таблиця 1.4 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, А		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	85,1+40,3j	155	-	494	247
Л2	42,1+26,2j	100	-	260	130
Л3	5,4+0,2j	47	-	31	15
Л4	41,3+15,9j	116	-	232	116
Л5	84,3+j50,4	145	-	516	258
Л6	0,608+j0,287	15	35	-	-
Л7	0,777+j0,400	17	45	-	-
Л8	0,05+j0,07	4	5	-	-

При оцінці перерізу проводу бачимо, що при $U_{\text{ном}}=110$ кВ втрати потужності у проводах зростають більше ніж у 4 рази. Крім того при аварійному режимі проводи ділянок можуть мати значення струмів, вищі ніж допустимі. Тому для мережі обираємо напругу $U_{\text{ном}}=220$ кВ.

У табл. 1.5 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.5– Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	247	220	224	АС-300/30	710
Л2	130	220	118	АС-240/32	605
Л3	15	220	14	АС-240/32	605
Л4	116	220	105	АС-240/32	605
Л5	258	220	234	АС-300/30	710
Л6	35	10	32	АС-35/6,5	175
Л7	45	10	42	АС-35/6,5	175
Л8	5	10	4	АС-35/6,5	175

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

$$S_{T_{\text{НОМ}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}} \quad (1.9)$$

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

$S_{\text{розр}}$ – потужність одотрансформаторної 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:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (1.10)$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						15
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{тном}}} \quad (1.11)$$

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

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби. Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію. Результати вибору трансформаторів показано у таблиці 1.6

Таблиця 1.6– Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	S _{ном} (1-го тр), МВА	K _з	Марка тр-ра
1	38,9	II	2	27,8	0,467	ТРДН-40000/220
2	45	III	1	45	0,718	ТРДЦН-63000/220
3	55	II	2	39	0,682	ТРДН-40000/220
4	55	I	2	39	0,689	ТРДН-40000/220
5	0,688	I	2	0,49	0,546	ТМ-630/10
6	0,870	II	2	0,62	0,69	ТМ-630/10

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

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

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

Опір трансформаторів розраховується за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.12)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.13)$$

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

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

$U_{ВН}$ – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги (ВН), кВ;

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

U_K – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів показано у таблицях 1.7 та 1.8.

Таблиця 1.7 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора	S _н , МВА	Каталожні дані							Розрахункові дані				
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	Регулювання напруги		R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _{хкВ} Ар	K _т
		ВН	НН					Кі-льк ст.	% на ст..				
ТРДН-40000/220	40	230	11	12	170	50	0.9	±8	1,5	2.27	100.8	360	20,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	12	300	82	0,8	±8	1,5	4	100.8	504	20,9

Таблиця 1.8 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр	K _т
		ВН	НН								
ТМ-630/10	630	10	0,4	5.5	8.5	1.68	2.5	2.14	8.73	15.8	25

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності.

Активний та реактивний опір лінії, Ом:

$$R_l = r_0 \cdot l_i \quad (1.14)$$

$$X_l = x_0 \cdot l_i \quad (1.15)$$

де R_l та X_l – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_l = R_l + j \cdot X_l \quad (1.16)$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_l = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (1.17)$$

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

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

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в таблиці 1.9

Таблиця 1.9 – Параметри ліній за схемою А

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10 ⁻⁶ , См/км		
Л1	42	АС- 300/30	0,098+0,429j	2,64	5,3	4,09+17,9j
Л2	13	АС- 240/32	0,121+0,435j	2,6	1,6	2,78+9,99j
Л3	27	АС- 240/32	0,121+0,435j	2,6	3,4	5,15+18,5j
Л4	36	АС- 240/32	0,121+0,435j	2,6	4,6	1,43+5,13j
Л5	29	АС- 300/30	0,098+0,429j	2,64	3,7	1,64+9,17j
Л6	3	АС-35/6,5	0,790+0,386j	-	-	1,57+0,77j
Л7	2	АС-35/6,5	0,790+0,386j	-	-	1,11+0,539j

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 1.7 та 1.8 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:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \quad (1.18)$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

Розрахунок напруги проводимо за формулою:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (1.19)$$

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, %:

$$d = 100\% - \frac{U_{\text{н}}}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.20)$$

Розраховуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.10. Розрахунок починаємо з знаходження точки потокорозподілу.

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у таблиці 1.10 Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у таблиці 1.11

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Скінцева, МВА*	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
Л1	85,9+44,6j	0,079+3,47j	86,7+45,4j	143	710
Л2	42,6+29,2j	0,085+0,306j	42,7+28,7j	76	605
Л3	5,65+0,62j	0,002+0,07j	5,6-1,4j	12	605
Л4	41,3+14,1j	0,173+0,622j	41,4+12,4j	63	605
Л5	84,7+50,3j	0,565+2,47j	85,2+50,9j	142	710
Л6	0,617+0,343j	0,012+0,006j	0,629+0,349j	24	175
Л7	0,787+0,612j	0,019+0,009j	0,806+0,621j	34	175
Л8	0,045+0,069j	0,004+0,002j	0,046+0,069j	2,6	175
1-1'	35,4+16,5j	0,08+1,4j	35,6+18,6j		
ë	43+14,1j	0,151+3,9j	43,2+18,5j		
3-3'	48+25,9j	0,157+4,46j	48,3+31,1j		
4-4'	43+34,5j	0,112+4,56j	43,2+39,8j		
5-5'	0,654+0,215j	0,005+0,020j	0,662+0,273j		
6-6'	0,731+0,475j	0,008+0,032j	0,742+0,542j		
А	172+96j				

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	ступінь РПН
вА	230	230	
1	220	225	
2	220	225	
3	220	224	
4	220	226	
5	10	9,89	
6	10	9,9	
1'	10	9,99	-7
2'	10	10,01	-7
3'	10	10,01	-7
4'	10	10,07	-7
5'	0,38	0,392	
6'	0,38	0,393	

На рисунку 1.3 показано схему заміщення мережі А.

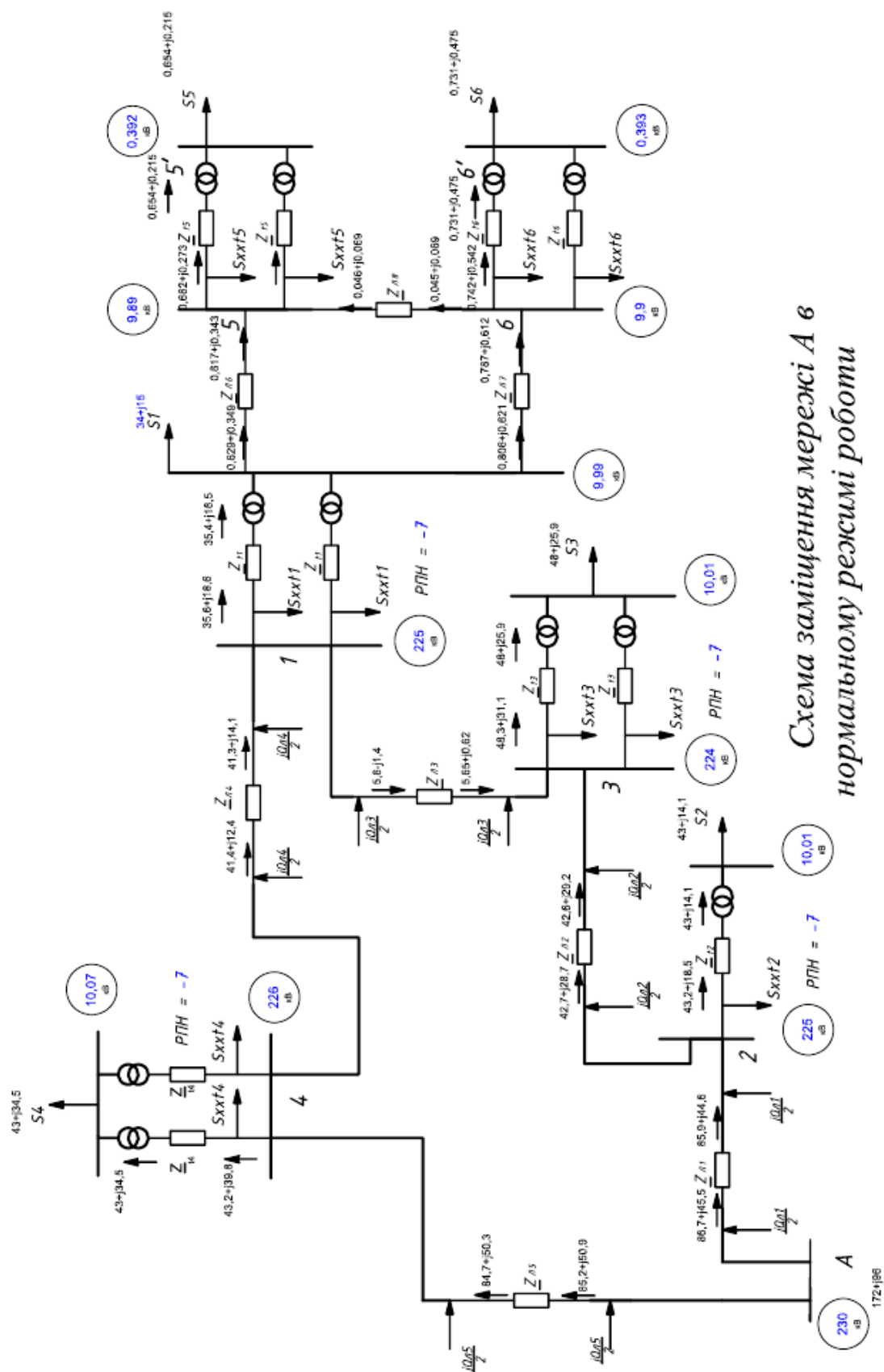


Схема заміщення мережі А в нормальному режимі роботи

Рис. 1.3 – Схема заміщення мережі А

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

1.2 Розрахунок електричної мережі схеми Б

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою (1.1). Довжини ліній мережі Б показано в табл. 1.12

Таблиця 1.12 – Дійсні довжини ліній

№	Лінія	Довжина, км	Дійсна довжина, км
1	Б-1	50	62
2	1-4	29	36
3	А-4	23	29
4	А-3	42	52
5	3-2	10	13
6	1-5	25	3
7	1-6	19	2
8	5-6	7	0,8

Розраховуємо значення напруги та струмів на всіх ділянках мережі. Для схеми зображеної на рисунку 2.2 розрахунок потужностей проводимо по формулах (1.2 – 1,3). Також визначаємо напругу на ділянках за формулою (1,6) та струм за формулою (1,7). Переріз провідників визначаємо за методом економічної густини струму за формулою (1,8). У даному проекті для побудови ЛЕП використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини для таких провідників наведено у табл. 1.4 У табл. 1,13 наведено результати орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при нарузі 110 та 220 кВ.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Таблиця 1.13 – Потоки потужності та струми в лініях схеми Б

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, А		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	27+15j	100	-	167	82
Л2	7,7+0,2j	54	-	40	20
Л3	51+45j	122	-	322	161
Л4	91+40j	164	-	261	140
Л5	43+14j	101	-	238	118
Л6	0,608+0,287j	15	35	-	-
Л7	0,777+0,400j	17	45	-	-
Л8	0,045+0,072j	4	5		

Тому для мережі обираємо напругу $U_{ном}=110$ кВ.

У табл. 1.14 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.14 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	167	110	76	АС-95/16	330
Л2	40	110	18	АС-70/11	265
Л3	322	110	146	АС-150/24	450
Л4	261	110	237	АС-240/32	605
Л5	238	110	108	АС-120/19	375
Л6	35	10	32	АС-35/6,5	175
Л7	45	10	41	АС-35/6,5	175
Л8	5	10	4	АС-35/6,5	175

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. Для вибору трансформаторів на підстанціях використовуємо формули (1.9 – 1.11). Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.15

Таблиця 1.15 – Вибір трансформаторів для схеми Б

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	S _{ном} (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
1	38,9	II	2	27,8	0,467	ТРДН-40000/110
2	45	III	1	45	0,718	ТРДЦН-63000/110
3	55	II	2	39	0,682	ТРДН-40000/110
4	55	I	2	39	0,689	ТРДН-40000/110
5	0,688	I	2	0,49	0,546	ТМ-630/10
6	0,870	II	2	0,62	0,69	ТМ-630/10

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

Параметри обраних трансформаторів показано у таблицях 1.16 та 1.17

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						26
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.16 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора	S _н , МВА	Каталожні дані								Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	Регулювання напруги		R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр	K _т
		ВН	НН					Кі-льк ст.	% на ст..				
ТРДН-40000/110	40	115	10,5	10,5	172	36	0,65	±8	1,5	1,4	35	260	10,9
ТРДЦН-63000/110	63	230	11	12	300	82	0,8	±8	1,5	4	100,8	504	20,9

Таблиця 1.17 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Каталожні дані							Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр	пт	
		ВН	НН									
ТМ-630/10	630	10	0,69	5,5	8,5	1,68	2,5	2,14	8,73	15,8	14,49	

Розрахунок активного, реактивного, повного опору ліній та зарядної потужності виконуємо за формулами (1.14 – 1.17).

Результати розрахунків показано у табл. 1.18

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						27
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.18 – Параметри ліній за схемою Б

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10 ⁻⁶ , См/км		
Л1	62	АС-95/16	0,306+0,421j	2,61	1,9	19+26j
Л2	36	АС-70/11	0,428+0,444j	2,61	1,1	15+16j
Л3	29	АС-150/24	0,198+0,427j	2,66	9,2	5+12j
Л4	52	АС-240/32	0,12+0,405j	2,75	3,4	3+11j
Л5	13	АС-120/19	0,198+0,444j	2,55	3,9	2,5+5,66j
Л6	3	АС-35/6,5	0,79+0,386j	-	-	2,5+1,2j
Л7	2	АС-35/6,5	0,79+0,386j	-	-	1,9+0,9j
Л8	0,8	АС-35/6,5	0,79+0,386j	-	-	0,7+0,3j

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 1.15 - 1.17).

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (1.17). 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 Напругу розраховуємо за формулою.

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.19. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у табл. 1.20.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.19 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Скінцева, МВА*	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
Л1	25,5+18,1j	1,55+2,1j	26,9+19,2j	173	330
Л2	10,1+0,5j	0,13+0,138j	10,3-0,9j	54	265
Л3	53,5+37,6j	2,1+4,3j	55,5+41,5j	363	450
Л4	91,9+47,2j	2,76+9,3j	94,7+54,7j	574	605
Л5	43,2+17,8j	0,45+1,02j	43,7+18,6j	249	375
Л6	0,617+0,343j	0,012+0,006j	0,629+0,349j	41	175
Л7	0,787+0,612j	0,019+0,009j	0,806+0,621j	58	175
Л8	0,045+0,069j	0,004+0,002j	0,046+0,069j	4,8	175
1-1'	35,4+16,5j	0,08+2j	35,6+18,9j		
2-2'	43+14,1j	0,135+3,4j	43,2+17,9j		
3-3'	48+25,9j	0,157+3,9j	48,2+30,3j		
4-4'	43+34,5j	0,16+3,9j	43,2+39,1j		
5-5'	0,654+0,215j	0,005+0,020j	0,662+0,273j		
6-6'	0,731+0,475j	0,008+0,032j	0,742+0,542j		
Б	177+115j				

Таблиця 1.20 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
Б	121	121	
1	110	113	
2	110	112	
3	110	114	
4	110	115	
5	10	9,86	
6	10	9,81	
1'	10	9,99	-3
2'	10	10,05	-2
3'	10	10,01	-4
4'	10	10,04	-4
5'	0,38	0,392	
6'	0,38	0,394	

1.3 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:

$$Z = P_n \cdot K + I \quad (1.21)$$

де: P_n - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, що приймається рівним 0,12;

K – капітальні витрати на спорудження мережі;

I – річні експлуатаційні витрати.

У капітальні витрати на спорудження мережі входять вартість ліній і підстанцій. До складу останніх включається вартість трансформаторів, ВРУ і постійні витрати. При виконанні проекту всі вони визначаються за укрупненими показниками вартості.

Вартість ліній визначається їх довжиною, номінальною напругою, матеріалом і типом опор, районом по ожеледі і перетином проводів. Вартість трансформаторів залежить від їх якості, типу, потужності і напруги.

В даному проекті вартість РУ напругою нижче 110 кВ не враховуються.

Для даного проекту підстанції споживачів однакові для обох схем, тому в економічному розрахунку їх вартість не враховуємо.

Результати розрахунку капітальних та річних експлуатаційних витрат для схеми А показано в табл. 1.21.

Результати розрахунку капітальних та річних експлуатаційних витрат для схеми Б показано в табл. 1.22.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Таблиця 1.21 – Розрахунок втрат електричної енергії схеми А

Ділянка	Параметри, для розрахунку втрат електричної енергії		
	$T_{нб}$, год	τ , год	ΔW , МВ · год
Т6	6170	4810	56
Л7	6194	4841	31
Л8	6580	5357	28
Т5	6580	5357	46
Л6	6580	5356	23
Т4	3620	2069	1063
Т3	4870	3270	847
Т2	4530	2916	1608
Т1	4523	2836	616
Л1	4699	3089	784
Л2	4870	3270	91
Л3	4870	3270	2,7
Л4	4570	2957	162
Л5	4085	2483	429
Сумарні втрати			0,662

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141.416 ПЗ

Арк.

33

Таблиця 1.22 – Розрахунок втрат електричної енергії схеми В

Ділянка	Параметри, для розрахунку втрат електричної енергії		
	$T_{нб}$, год	τ , год	$T_{нб}$, год
Т6	6170	4810	112
Л7	6194	4841	94
Л8	6580	5357	28
Т5	6580	5357	84
Л6	6580	5356	68
Т4	3620	2069	1442
Т3	4870	3270	1544
Т2	4530	2916	1551
Т1	4450	2836	849
Л1	4450	2836	4389
Л2	4450	2836	377
Л3	3779	2207	4441
Л4	4708	3099	8564
Л5	4530	2916	1328
Сумарні втрати			1,8

$$\Delta WA < \Delta WB$$

Найменші приведені затрати будуть для схеми А, тому вибираємо її як основну і виконуємо розрахунок мережі при аварійному та мінімальному режимах роботи.

1.4 Аварійний режим роботи електричної схеми а

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів I категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення.

У аварійному режимі у відповідності з правилами дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$.

Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму показано у таблиці 1.23

Таблиця 1.23 – Результати розрахунків потужностей під час аварійного режиму

Ділянка	Скінцева, МВА*	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
Л1	-	-	-	-	710
Л2	43,2+17,7j	0,069+0,25j	43,3+17,2j	122	605
Л3	91,6+46,6j	0,706+2,54j	92,3+47,5j	272	605
Л4	127,9+63,8j	1,86+6,68j	129,7+68,2j	384	605
Л5	173+106j	2,39+10,5j	175,4+115j	549	710
Л6	0,617+0,343j	0,012+0,006j	0,629+0,349j	41	175
Л7	0,787+0,612j	0,019+0,009j	0,806+0,621j	58	175
Л8	0,045+0,069j	0,004+0,002j	0,046+0,069j	5	175
1-1'	35,4+16,5j	0,08+1,4j	35,6+18,6j		
2-2'	43+14,1j	0,151+3,9j	43,2+18,5j		
3-3'	48+25,9j	0,157+4,46j	48,3+31,1j		
4-4'	43+34,5j	0,112+4,56j	43,2+39,8j		
5-5'	0,654+0,215j	0,005+0,020j	0,662+0,273j		
6-6'	0,731+0,475j	0,008+0,032j	0,742+0,542j		
А	175+115j				

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у таблиці 1.24

Таблиця 1.24 – Результати розрахунків напруг у вузлах під час аварійного режиму

Вузол	U ном, кВ	U, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	
1	220	215	
2	220	214	
3	220	211	
4	220	222	
5	10	9,87	
6	10	9,84	
1'	10	10,07	-2
2'	10	10,03	-2
3'	10	9,98	-1
4'	10	9,99	-6
5'	0,38	0,395	
6'	0,38	0,393	

Трансформатори з РПН, встановлені на підстанціях 1-4, дозволяють для кожного характерного режиму вибрати найбільш прийнятне регульовальне відгалуження. Трансформатори на підстанціях 5 і 6, які, як правило, не мають пристроїв РПН, але вони знаходяться на невеликій відстані, що зменшує втрати напруги в лінії, і практично не потребує регулювання.

Схема заміщення для аварійного режиму роботи мережі показана на рисунку 1.5

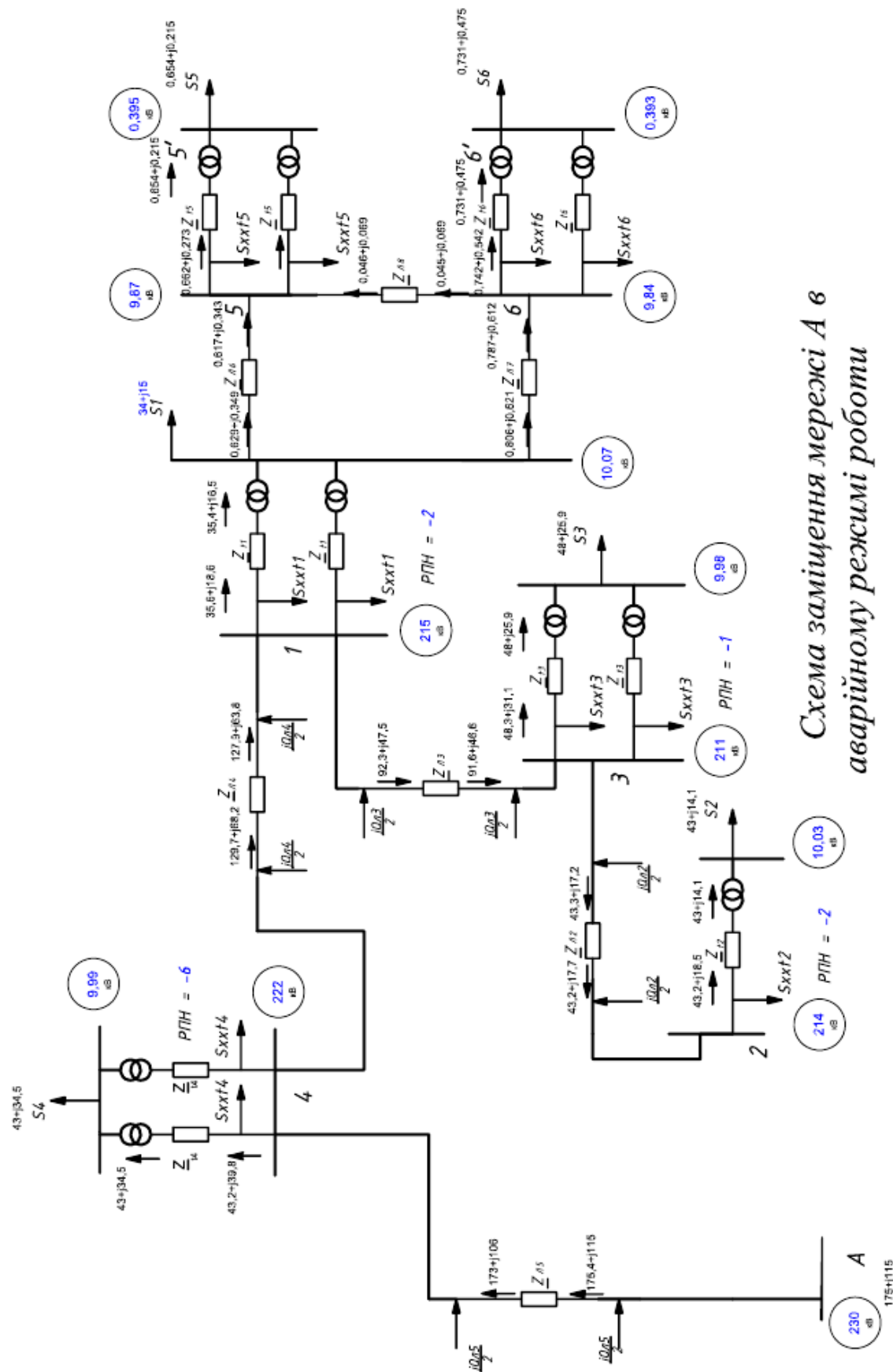


Схема заміщення мережі А в аварійному режимі роботи

Рис. 1.5 – Схема заміщення мережі при аварійному режимі роботи схеми А

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми A

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням потужність споживачів дорівнює:

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min} \quad (1.22)$$

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 потужностей під час мінімального режиму показано у таблиці 7.1.

Таблиця 1.25 – Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

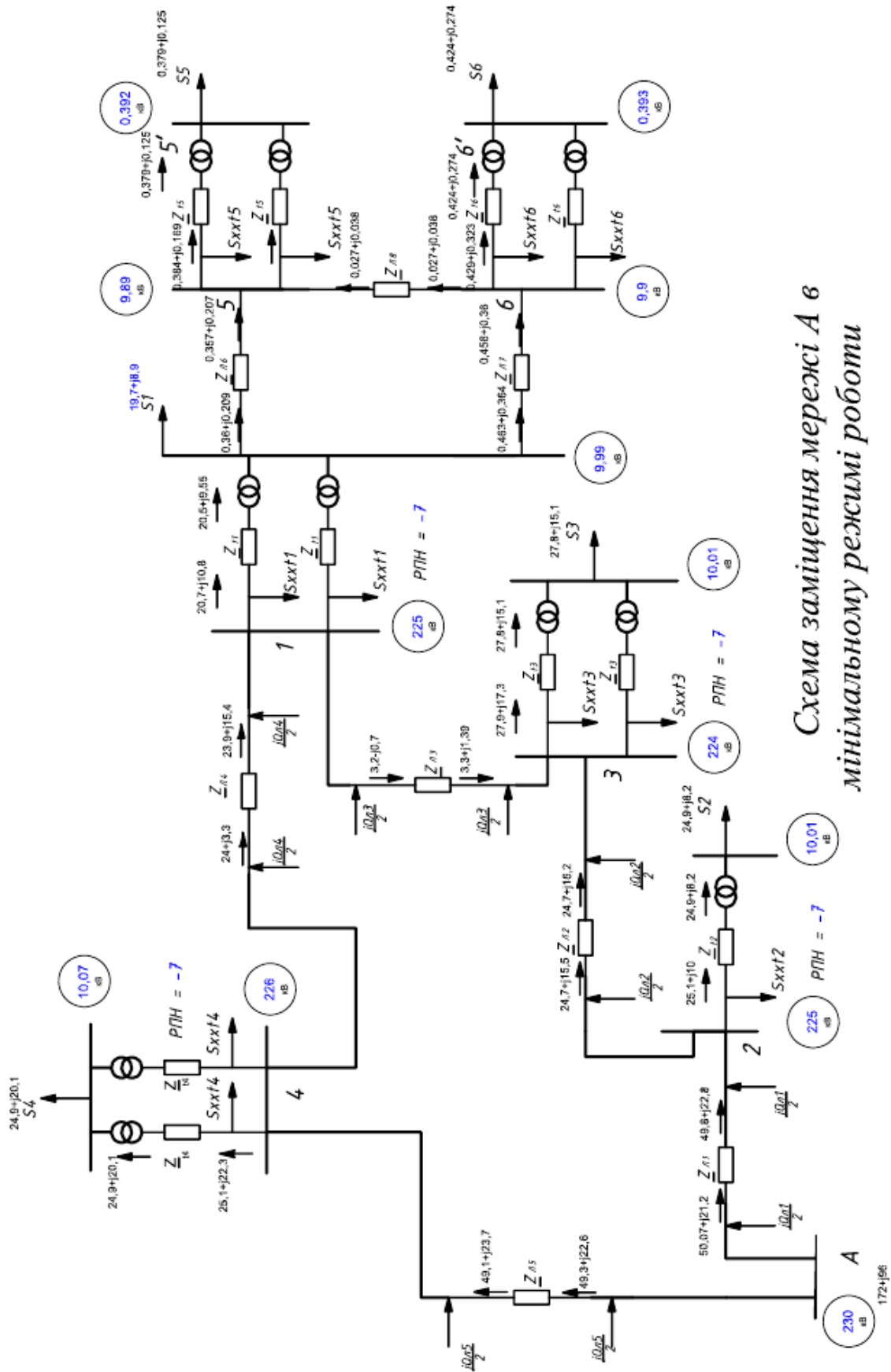
Ділянка	Скінцева, МВА	ΔS , МВА*	Спочаткова, МВА	Ірозр, А	Ідоп, А
Л1	49,8+22,8j	0,25+1,11j	50,07+21,2j	142	710
Л2	24,7+16,2j	0,028+0,09j	24,7+15,5j	76	605
Л3	3,3+1,39j	0,0008+0,003j	3,2-0,7j	12	605
Л4	23,9+5,4j	0,054+0,19j	24+3,3j	64	605
Л5	49,1+23,7j	0,17+0,75j	49,3+22,6j	142	830
Л6	0,357+0,207j	0,004+0,002j	0,36+0,209j	24	175
Л7	0,456+0,360j	0,006+0,003j	0,463+0,364j	34	175
Л8	0,027+0,038j	0,0001+0,0007j	0,027+0,038j	2,6	175
1-1'	20,5+9,55j	0,027+0,488j	20,7+10,8j		
2-2'	24,9+8,2j	0,051+1,3j	25,1+10,0j		
3-3'	27,8+15,1j	0,053 +1,5j	27,9+17,3j		
4-4'	24,9+20,1j	0,037+1,53j	25,1+22,3j		
5-5'	0,379+0,125j	0,002+0,006j	0,384+0,169j		
6-6'	0,424+0,274j	0,002+0,011j	0,429+0,323j		
A	99,3+43,9j				

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у таблиці 1.26.

Таблиця 1.26 – Результати розрахунку напруг у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	
1	220	229	
2	220	229	
3	220	228	
4	220	228	
5	10	10	
6	10	10	
1'	10	10,01	-8
2'	10	10,01	-8
3'	10	10,10	-7
4'	10	10,04	-8
5'	0,4	0,395	
6'	0,4	0,400	

Схема заміщення для мінімального режиму роботи мережі приведена на рисунку 1.2



1.6 – Схема заміщення мережі при мінімальному режимі

Схема заміщення мережі А в
мінімальному режимі роботи

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

2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Завдання полягає у виборі релейного захисту для заздалегідь підібраних наступних трансформаторів: ТРДН-40000/220; ТРДЦН-63000/220; ТД-630/10.

2.1 Розрахунок реле для трансформатора ТРДН-40000/220

Розрахуємо перший трансформатор ТРДН-40000/220, та виберемо для нього реле.

Опір трансформатора:

$$X_{\text{трСР}} = \frac{U_{\text{кр}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = 100,8 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трmin}} = \frac{U_{\text{кmin}} \cdot [U_{\text{ВН}} \cdot (1 - \Delta U \cdot \text{рпн})]^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = 106,4 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трmax}} = \frac{U_{\text{кmax}} \cdot [U_{\text{ВН}} \cdot (1 + \Delta U \cdot \text{рпн})]^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = 121,6 \text{ Ом};$$

Максимальні значення КЗ:

$$I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с}} + X_{\text{трmin}})} = \frac{230000}{\sqrt{3} \cdot (100,8 + 106,4)} = 642 \text{ А};$$

$$I_{\text{кmaxНН}}^{(3)} = I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ВН}} \cdot (1 - \Delta U \cdot \text{рпн})}{U_{\text{НН}}} =$$

$$I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} = 642 \cdot \frac{220 \cdot (1 - 0,12)}{11} = 11299,2 \text{ А};$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

$$I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{maxВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{сmin}} + X_{\text{трmax}})} = 639 \text{ А};$$

$$I_{\text{кmaxНН}}^{(3)} = I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{maxВН}}}{U_{\text{НН}}} = 639 \cdot \frac{220}{11} = 12791,8 \text{ А};$$

Первинний струм спрацювання захисту $I_{\text{сз}}$ вибирається за двома умовами.

Умова відбування від струму небалансу:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБmax}} \geq K_{\text{Н}} \cdot (K_{\text{АПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_{\text{i}} + \Delta U \cdot \text{рпн}) \cdot I_{\text{кmax}}$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де K_n – коефіцієнт надійності, дорівнює 1,3; $K_{АПЕР}$ – коефіцієнт аперіодичної складової дорівнює 1; $K_{ОДН}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму, дорівнює 1; f_i – коефіцієнт десяти відсоткової похибки трансформаторів струму, дорівнює 0,1; $\Delta U \cdot рпн = 0,12$; $I_{кmax}$ – періодична складова в початковий момент часу при розрахунковому зовнішньому трифазному КЗ

Первинний струм трансформатора, що відповідає потужності обмотки ВН:

$$I_{С.З.} = k_{вд} \cdot \frac{S_{тр}}{\sqrt{3}U_{ВН}} = 1,3 \cdot \frac{27800}{\sqrt{3} \cdot 220} = 94 \text{ А.}$$

Струми спрацювання захисту за формулами:

$$I_{сз} \geq 1,3 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,05) \cdot 642 = 267 \text{ А}$$

Струми спрацювання реле (вторинний струм):

$$I_{сп} = \sqrt{3} \frac{I_{сзmax}}{n_1} = \frac{393 \cdot \sqrt{3}}{750/5} = 4,5 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \frac{I_{рmin}}{I_{сп}} = \frac{8}{4,5} = 1,7 \leq 2;$$

Це є не припустимо. Для підвищення чутливості необхідно застосувати диференційний захист із гальмуванням, наприклад на реле ДЗТ-11.

Отже для даного трансформатора обираємо реле захисту ДЗТ-11.

2.2 Розрахунок реле для трансформатора ТРДЦН-63000/220

Опір трансформатора:

$$X_{трСР} = \frac{U_{ксп} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{тр}} = 92,1 \text{ Ом};$$

$$X_{трmin} = \frac{U_{kmin} \cdot [U_{ВН} \cdot (1 - \Delta U \cdot рпн)]^2}{100 \cdot S_{тр}} = 111,2 \text{ Ом};$$

$$X_{трmax} = \frac{U_{kmax} \cdot [U_{ВН} \cdot (1 + \Delta U \cdot рпн)]^2}{100 \cdot S_{тр}} = 212 \text{ Ом};$$

Максимальні значення КЗ:

$$I_{kmaxВН}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{трmin})} = \frac{230000}{\sqrt{3} \cdot (92,1 + 111,2)} = 655 \text{ А};$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

$$I_{kmaxBH}^{(3)} = \frac{U_{maxBH}}{\sqrt{3} \cdot (X_{cmin} + X_{trmax})} = \frac{2520000}{\sqrt{3} \cdot (111,2 + 212)} = 450 \text{ A};$$

$$I_{kmaxHH}^{(3)} = I_{kmaxBH}^{(3)} \cdot \frac{U_{maxBH}}{U_{HH}} = 655 \cdot \frac{220}{11} = 13105 \text{ A};$$

Первинний струм спрацювання захисту $I_{сз}$ вибирається за двома умовами.

Умова відбування від струму небалансу:

$$I_{сз} \geq K_H \cdot I_{НБmax} \geq K_H \cdot (K_{АПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i + \Delta U \cdot рпн) \cdot I_{kmax}$$

де K_H – коефіцієнт надійності, дорівнює 1,3; $K_{АПЕР}$ – коефіцієнт аперіодичної складової дорівнює 1; $K_{ОДН}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму, дорівнює 1; f_i – коефіцієнт десяти відсоткової похибки трансформаторів струму, дорівнює 0,1; $\Delta U \cdot рпн = 0,12$; I_{kmax} – періодична складова в початковий момент часу при розрахунковому зовнішньому трифазному КЗ

Умова відбування від кидка струму намагнічування трансформатора:

$$I_{сз} \geq K_H \cdot I_{тр}$$

Первинний струм трансформатора, що відповідає потужності обмотки ВН:

$$I_{ТР220} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} U_{ВН}} = \frac{45000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 118 \text{ A}$$

Струми спрацювання захисту за формулами:

$$I_{сз} \geq 1,3 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,05) \cdot 655 = 272 \text{ A}$$

Струми спрацювання реле (вторинний струм):

$$I_{ср} = \sqrt{3} \frac{I_{сзmax}}{n_1} = \frac{182 \cdot \sqrt{3}}{750/5} = 2,1 \text{ A}.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \frac{I_{рmin}}{I_{ср}} = \frac{4,3}{2,1} = 2,04 \leq 1,5;$$

Це є припустимо для реле типу ДЗТ-21 де його коефіцієнт чутливості повинен бути не менше $K_{ч.р.} \geq 1,5$, тобто це реле підходить.

Отже для даного трансформатора обираємо реле захисту ДЗТ-21.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

2.3 Розрахунок захисту трансформатора ТД-630/10

Максимальний струмовий захист повинен налаштовуватися від максимального можливого робочого струму.

Визначаємо максимальний робочий струм:

$$I_{\max} = \frac{K_3 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{1,1 \cdot 490}{1,73 \cdot 10} = 31,1 \text{ А};$$

Де $K_3=1,1$ – фактично трансформатор завантажений на 55%, через це беремо 1,1.

Визначаємо первинний струм спрацювання захисту:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\max}}{K_{\text{П}}} = \frac{1,1 \cdot 25,4}{0,935} = 29,8 \text{ А};$$

Де $K_{\text{Н}}$ – коефіцієнт надійності, $K_{\text{П}}$ – коефіцієнт повернення, загальноприйняте значення 0,935.

Визначаємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{T}}} = \frac{29,8 \cdot 1}{25} = 1,1 \text{ А};$$

Де $K_{\text{сх}} = 1$ береться по аналогії із розрахунку ТО;

$n_{\text{T}}=25$;

Розрахуємо струм в реле при однофазному КЗ за трансформатором:

$$I_{\text{р. min}} = \frac{I_{\text{к}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{518}{43} \approx 11,9 \text{ А};$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості при однофазному КЗ трансформатора:

$$K_{\text{ч.}} = \frac{I_{\text{р. min}}}{I_{\text{с.р.}}} = \frac{11,9}{1,1} = 10,81 \geq 1,5$$

Тобто умова є виконаною, згідно ПУЕ 7-видання пункт 3.2.21 коефіцієнт чутливості МСЗ повинен бути $> 1,5$ в основній зоні захисту.

Вибираємо час спрацювання МСЗ:

Щоб МСЗ працювала селективно, потрібно відбудовуватися від часу спрацювання попередніх захистів, в даному випадку це вступної автомат на

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						44
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

стороні 0,4 кВ, де час його спрацьовування $t_{сз. пред.} = 0,3$ сек.

За рекомендаціями на термінали SEPAM, застосовується тимчасова щабель селективності $\Delta t = 0,3$ сек.

В результаті час спрацьовування МСЗ визначається за формулою:

$$t_{сп} = t_{сз. пред.} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ сек.}$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						45
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

Для розрахунку даного завдання виберемо підстанцію на 110\10.

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на схемі 3.1.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 2600 \text{ MVA}$

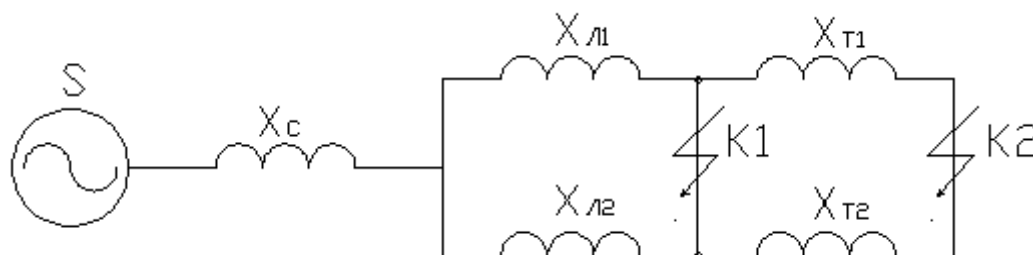


Схема 3.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_L^2}{S_c} = \frac{220^2}{2600} = 4,65 \text{ (Ом)}.$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_L = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{36 \cdot 25}{36 + 25} = 14,75 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 40 \text{ (MVA)}$;

$$\text{Опір трансформатора } X_{Т1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10.5 \cdot 110^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 31,76 \text{ (Ом)};$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,65 + 14,75)} = 3,27 \text{ (кА)};$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,65 + 14,75 + 31,78)} = 1,79 \text{ (кА)}.$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 1,79 \cdot \frac{110}{10} = 19,79 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,27 = 7,45 \text{ (кА)};$$

$$\text{у точці } K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 19,79 = 45,07 \text{ (кА)}.$$

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

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

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

$$\text{для } K_1 i_a = \sqrt{2} \cdot 3,27 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,419 \text{ (кА)};$$

$$\text{для } K_2 i_a = \sqrt{2} \cdot 19,79 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 3,78 \text{ (кА)}.$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 3,27^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,910 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$\text{для } K_2 B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 19,79^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 58,78 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Таблиця 3.1 – 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 V_k , $кА^2с$
Шини 110 кВ (K_1)	3,272	7,450	3,272	0,419	0,910
Шини 10 кВ (K_2)	19,796	45,073	19,796	3,788	58,78

3.2 Вибір вимикачів електричних апаратів РУ і струмоведучих частин.

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,9 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3233,1 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1616,5 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{отх} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 323,31 \text{ А.}$$

Вибір вимикача на боці високої напруги, 110 кв.

Вибір вимикачів наведений у таблиці 4.2

Таблиця 3.2 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	293,92 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	3,27 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	7,45 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	3,27 кА	50 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,41кА	9,2 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,910 кА ² ·с	7500 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ЯЕ-110Л-23(13)У4

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

Таблиця 3.3 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233,16 А	4000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	19,79 кА	45кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	45,07 кА	120 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	19,79 кА	45 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,78 кА	20,25
$B_K \leq I_T^2 t_r$	58,78 кА ² ·с	8100 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу МГГ10-4000-45УЗ.

Таблиця 3.4 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1616,58 А	2500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	19,79 кА	31,5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	45,07 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОмкНом}$	19,79 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,78 кА	12,6 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	58,78 кА ² ·с	2976,75 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВВЭ-10-31,5/2500ТЗ.

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

Таблиця 3.5 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323,31 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	19,79 кА	31,5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	45,07 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОмкНом}$	19,79 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,78 кА	25,2 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	58,78 кА ² ·с	2976,75кА ² ·с

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

У таблиці 3.6 наведений вибір роз'єднувачів на боці 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						50
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.6 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	293,92 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	7,45 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,91 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

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

3.3 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

В РУ 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелегуючими проводами марки АС.

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{\min} = \frac{I_{трив}}{j_e}$$

j_e - економічна щільність струму

$$[j_e] = \frac{A}{\text{мм}^2}; j_e = 2,1 - \text{для неізолюваних мідних проводів (при } T_{н\ddot{o}} = 4880 \text{ ч - час}$$

використання найбільшого навантаження)

$$q_{\min} = \frac{293,92}{1,1} = 267,20 \text{ мм}^2$$

Можемо обрати провід АС 240/32, найближчий до розрахованого.

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{\max} = 293,92 \text{ А}$$

$$I_{\text{дон}} = 605 \text{ А}$$

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

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						51
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{0,910}}{91 \cdot 10^{-3}} = 10,48 \text{ мм}^2,$$

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

Умова виконується $10,48 \leq 240$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{\text{кз}} > 20 \text{ кА}$, а за нашими розрахунками $I_{\text{кз}} = 3,28 \text{ кА}$ - отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 120 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:

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

$$I_{\text{раб.нб}} = 3,23 \text{ кА}$$

По $I_{\text{раб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 120×10 з двома смугами на фазу, для цих шин $I_{\text{доп ном}} = 3200 \text{ А}$.

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

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

k_n - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища 25°C , нормована температура жил 70°C і температурі середовища 20°C) обрали з таблиці А3(додаток).

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп ном}} \cdot k_n = 3200 \cdot 1,05 = 3360 \text{ А}$$

$$3200 \text{ А} \leq 3360 \text{ А}$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						52
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Нерівність виконується.

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

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

q_{\min} - min переріз за термічною стійкістю.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{58,78}}{91 \cdot 10^{-3}} = 84,25 \text{ мм}^2$$

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

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}},$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l=1,5$ м;

γ - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см^4 ;

q - поперечний переріз шини, см^2 .

$$\gamma = \frac{bh^3}{12} = \frac{1 \cdot 12^3}{12} = 1,44 \text{ см}^4$$

b - товщина шини, см;

h - ширина шини, см.

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{144}{12 \cdot 1}} = 266,65 \text{ Гц}$$

4) Перевірка шини на міцність

f_c - сила взаємодії між смугами

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot k_\phi \cdot \frac{i_{y0}^2}{b};$$

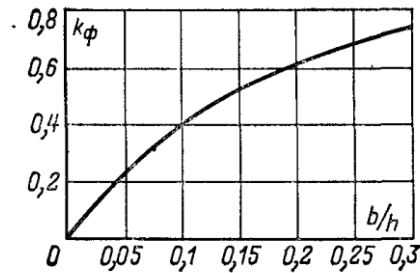


Рисунок 4.2 - Криві для визначення коефіцієнта k_ϕ для двосмугових шин при $a_n = 2b$

k_ϕ - коефіцієнт форми шин (рис. 4.1), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

$$k_\phi = 0,3 \left(\frac{b}{h} = \frac{1}{12} \right)$$

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot 0,37 \cdot \frac{45070^2}{1} = 18,79 \left(\frac{H}{M} \right)$$

Механічна напруга між смугами

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12 \cdot W_c} = \frac{18,79 \cdot 3,59^2}{12 \cdot 48} = 0,42 \text{ (МПа)}$$

$$l_n = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_c}{i_{y0}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_c}{k_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{0,02}{45070}} \cdot \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 144}{0,37}} = 3,59 \text{ (м)}$$

$$a_c = 2b = 2 \cdot 1 = 0,02 \text{ (м)}$$

$$W_c = \frac{bh^2}{3} = \frac{1 \cdot 12^2}{3} = 48 \text{ (см}^3\text{)}$$

W_c - момент опору між смугами.

Механічна напруга між фазами

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W_\phi \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(45,07 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5^2}{24 \cdot 0,5} = 6,59 \text{ МПа}$$

$$W_\phi = \frac{bh^4}{6} = \frac{1 \cdot 12^4}{6} = 24 \text{ (см}^3\text{)}$$

$\sigma_{розр} = \sigma_c + \sigma_\phi \leq \sigma_{дон}$ - умова механічної міцності шини з чотирма смугами.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						54
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$\sigma_{доп}=82$ МПА - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву.

$$\sigma_{розр} = (6,59 + 0,42) \cdot 10^6 \leq 82 \cdot 10^6$$

Умова механічної міцності шини з чотирма смугами виконується.

3.4. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 10.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.6 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	У	З
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. Вимикача на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141.416 ПЗ

Арк.

56

Вибір трансформаторів струму наведений у таблицях 3.8-3.10.

Таблиця 3.8 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	110 кВ	110кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	293,92 А	300 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	7,45 кА	25
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,91 кА ² ·с	288,12кА ² с

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ-110Б-III, користуючись довідником.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

де: $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

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

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 100 \text{ м}$

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ - питомий опір міді, $0,0175, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$,

F - перетин жил, мм²,

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ Ом},$$

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

Таблиця .9 – Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233,16 А	4000 А
$i_y \leq i_{дин}$	45,07 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,78 кА ² ·с	3675 кА ² ·с

Вибираємо трансформатор ТШЛ-10. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

де: $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом}.$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4мм^2 для алюмінієвих жил.

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

$$Z_{np} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ - питомий опір алюмінію, $0,0283, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$,

F - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,283 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{npил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,283 = 0,403 \text{ Ом},$$

що менше ніж $0,8 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

Таблиця 3.10 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323,31 А	400 А
$i_y \leq i_{дин}$	45,07 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,78 кА ² ·с	2976,75 кА ² ·с

Вибираємо трансформатор ТОЛ-10 Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

де: $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом}.$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил.

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

$$Z_{np} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ - питомий опір алюмінію, $0,0283, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$,

F - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,283 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,283 = 0,403 \text{ Ом},$$

що менше ніж $0,8 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

На боці високої напруги (110 кВ) обираємо трансформатори НКФ-110-58У1, на боці 10 кВ – НОМ-10-66У2, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.11 Трансформатори напруги

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна на потужність, В·А
	Первинно і, кВ	Основної вторинно і, В	Додатково і, В	0, 2	0,5	1	3	
НКФ-110-58У1	110/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 3.12. Трансформатори 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	
НОМ-10-66	10	100	-	-	75	150	300	630

3.5 Вибір трансформатора власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 3.12.

Таблиця 3.12 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			P, кВт	Q, кВАр
Охолод. ТРДН-40000/110	3	2	0,91	0,45	6	2,73
Підігрів вимикачів на напрузі 110 кВ	3	3,6	1	0	10,8	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, віділювачів, короткозамикачів	10*0,6	6	1	0	6	0
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	1	0	5	0
Освітлення РП	1	2	1	0	2	0
Всього					29,8	2,73

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови

$$S_{ТСН} \geq S_{СН},$$

де $S_{ТСН}$ - потужність трансформатора власних потреб, кВА.

$S_{СН}$ - потужність споживачів власних потреб, кВА.

Оскільки $S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{29,8^2 + 2,73^2} = 23,94$ кВА,

тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 71,15 кВА.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приймаємо два трансформатора ТМ-25/10. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $23,94 / 25 = 0,957$, що допустимо.

3.6 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

Схеми для напруг 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.

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 вкатного візка у ЗРУ варто передбачати спеціальне місце.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

4 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЕННЯ ТА ГРОЗОЗАХИСТУ

4.1 Розрахунок заземлення

Заземлення – навмисне гальванічне з'єднання металічних частин електроустановки із заземлюючим пристроєм. Захисне заземлення частин електроустановки з метою забезпечення електробезпеки. Заземлюючий пристрій – сукупність заземлювача і заземлюючих провідників.

Заземлювачем є металевий провідник або група провідників які дотикаються із землею.

В електроустановках металеві частини повинні заземлюватися, для забезпечення безпечної роботи.

Розрахуємо заземлюючих пристроїв для підстанції 10 / 0,4, площею 20 м. на 10 м; вид ґрунту пісок $\rho_{\text{гр}} = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

Нормований опір заземлювального пристрою в стороні 0,4 кВ повинно бути 4 Ом, яке і буде визначальним для розрахунку.

Згідно ПУЕ Видання 7 допустимий опір заземлюючого пристрою з урахуванням опору ґрунту:

$$p = p_{\text{вим}} \cdot \psi = 500 \cdot 1.3 = 650 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$p_{\text{вим}}$ - розрахунковий питомий опір ґрунту;

ψ - коефіцієнт сезонності, що враховує промерзання або просихання ґрунту, згідно таблиці для даного ґрунту беремо для кліматичної зони (III)=1.3

$$R_{\text{в}} = \frac{p_{\text{вим}}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} + \ln \frac{4t + l}{4t - l} \right) = 135 \text{ Ом};$$

l - довжина вертикального стрижня, 3 м;

d – діаметр перетину, 12 м;

t - відстань від поверхні ґрунту до середини довжини вертикального стержня, 1.5 м.

Розрахунок мінімальної кількості вертикальних стрижнів:

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$n = \frac{R_B}{R_u} = \frac{135}{4 + 0.42} = 80;$$

Визначимо опір без врахування з'єднувальної стрічки

$$R_{\text{роз}} = \frac{R_B}{0.42 \cdot 80} = 3.75 \text{ Ом};$$

Відстань між горизонтальними заземлювачами = 3 м.

Загальна довжина горизонтальної стрічки заземлювача

$$L = 1.05 \cdot 3(80 - 1) = 249 \text{ м};$$

Під час розрахунків було обрано наступні заземлюючі елементи:

Вибираємо матеріал та поперечний перетин з'єднувальних провідників. За вибираємо голі мідні $S_M = 4 \text{ мм}^2$, або алюмінієві $S_A = 6 \text{ мм}^2$ провідники.

Вибираємо матеріал та поперечний перетин магістральної шини. приймаємо сталеву шину товщиною $\delta_C = 4 \text{ мм}$ і перетином не менше $\sigma = 100 \text{ мм}^2$.

Також для надійного заземлення було обрано 80 вертикальних заземлювачів, які з'єднані між собою за допомогою 249 м. провідника.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2 Розрахунок грозозахисту

Підстанція повинна захищатися від поразок блискавкою і пов'язаних з ними перенапруженнями.

Для захисту підстанції від ударів блискавки на її території встановлюю два блискавковідводи на двох порталах, що стоять окремо, буду вважати, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької стороно

Для виконання завдання оберемо підстанцію 40000/220.

Перед розрахунком зовнішніх та внутрішніх параметрів блискавковідводів необхідно визначитись з їх висотою.

Прийmemo висоту блискавковідводу рівній h_1 та $h_2 = 30$ м.

$$h_0 = 0,7 \cdot h_1$$

$$r_0 = 0,6 \cdot h_1$$

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

r_x можна представити як p_1 , тобто $r_x = p_1$ тоді за формулами вище можна розрахувати висоту блискавковідводу.

$$p_1 = \frac{(0,6 \cdot h_1) \cdot (0,7 \cdot h_1 - h_x)}{0,7 \cdot h_1}$$

Виходячи з цих обчислень маємо $h_1 = 34,1$

Як бачимо висота h_1 та h_2 не входить до інтервалу від 0 до 30 м. Тоді приймаю значення висоти від 30 до 100 м:

$$h_0 = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h_1 - 30)]h_1$$

$$r_0 = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h_1 - 30)]h_1$$

$$h_1 = 34,4 \text{ м;}$$

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Визначаю висоту блискавковідводів h_3 і h_4 ($h_3 = h_4$) виходячи з умови, що $r_x = pi$ при висоті hx . Розраховую висоту аналогічно до розрахунку вище. Підставивши всі значення визначаю, що: $h_3 = 30$ м.

Висота h_3 входить до інтервалу від 0 до 30 м.

Для побудови зовнішньої зони захисту подвійного блискавковідводу з висотою h необхідно визначити габарити напівконусів (h_0 і r_0).

Визначаю габарити для блискавковідводів висотою h_1 і h_2 :

$$h_0 = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h_1 - 30)]h_1 = 24 \text{ м}$$

$$r_0 = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h_1 - 30)]h_1 = 20,4 \text{ м}$$

Визначаю габарити для блискавковідводів висотою h_3 і h_4 :

$$h_0 = 0,7 \cdot h_1 = 21 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,6 \cdot h_1 = 18 \text{ м}$$

Розраховую зону захисту стрижневих блискавковідводів h_1 та h_2 :

$$L_{max} = [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-4}(h_1 - 30)]h_1 = 145,7 \text{ м}$$

$$L_c = [2,25 - 0,01007(h_1 - 30)]h_1 = 75,9 \text{ м}$$

Так як відстань між блискавковідводами h_1 та h_2 : $L \leq L_c$, то межа зони не має провисання ($h_0 = h_c$), тоді приймаю значення $h_c = h_0 = 24$ м

Розраховую зону захисту стрижневих блискавковідводів h_3 і h_4 :

$$L_{max} = 4,25 \cdot h_3 = 127,5 \text{ м}$$

$$L_c = 2,25 \cdot h_3 = 67,5 \text{ м}$$

Так як відстань між блискавковідводами h_3 та h_4 : $L \leq L_c$, то межа зони не має провисання ($h_0 = h_c$), тоді приймаю значення $h_c = h_0 = 21$ м

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

ВИСНОВКИ

В процесі виконання дипломної роботи були досягнуті описані у вступі цілі і вирішені поставлені завдання.

Були знайдені потоки потужностей в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Знайдені також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуті величини напруги у вузлах мережі з урахуванням подовжніх і поперечних складових падінь напруги на ділянках мережі.

Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування. Ці відхилення визначаються конфігурацією мережі, навантаженням та іншими чинниками, від яких залежить падіння напруги. Тому компенсація реактивної потужності за допомогою компенсуючих пристроїв для регулювання напруги не потрібна.

Був підібраний релейний захист трансформаторів різних потужностей. В ході чого був розрахований опір трансформаторів, струми КЗ, струми спрацювання реле. Були розраховані такі реле, як ДЗТ-11, ДЗТ-21, та МСЗ.

Також здійснювався вибір обладнання розподільних пристроїв підстанції.

Відбувався розрахунок струмів короткого замикання, здійснювався вибір вимикачів електричних апаратів РУ і струмоведучих частин, вибір ошиновки розподільних пристроїв. Також звичайно були вибрані трансформатори струму та напруги, та трансформатори власних портеб.

Було розглянуте також індивідуальне завдання, метою якого було розрахувати заземлення та грозозахист підстанції

Доцільно зробити висновок, що всі поставлені завдання вирішені повною мірою і робота задовольняє вимоги.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.

2. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 214 с.

3. Правила улаштування електроустановок (зі змінами та доповненнями). – К.: Форт, 2017- 760с.

4. 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.

5. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

6. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин – «Электрооборудование станций и подстанций». 3-е издание. Москва. Энергоатомиздат. 1987г.

7. Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – «Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования». Часть 1. 4-е издание. Москва. Энергоатомиздат. 1989г.

8. Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – «Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования». Часть 2. 4-е издание. Москва. Энергоатомиздат. 1989г.

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

9. Методические указания по выполнению расчетной работы по теме «расчет параметров защиты трансформаторов» по курсу «Релейная защита и автоматика». Сумы 2008. В.С. Ноздренков, В.И. Романовский.

10. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічної роботи з курсу «Грозозахист і перенапруга у електричних мережах» / укладач М.В. Петровський. – Суми: Сумський державний університет, 2019. -37 с.

11. Допустимые перегрузки линий в аварийных режимах
<https://studfile.net/preview/5663356/page:10/>

					БР 3.6.141.416 ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		