

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Кваліфікаційна робота бакалавра

на тему: **«Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі з вибором обладнання підстанції»**

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент групи ЕТ-81

В.А. Шудрець

Керівник

С.М. Лебедка

Суми 2022

Сумський державний університет

Факультет ЕЛІТ Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри електроенергетики
І.Л. Лебединський
“ ” 20 р.

ЗАВДАННЯ на кваліфікаційну роботу бакалавра

Шудреця Владислава Андрійовича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі з вибором обладнання підстанції»

затверджена наказом по університету № від

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 10.06.2022 р.

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

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

Вступ

1. Розрахунок електричної мережі

2. Вибір обладнання високовольтної підстанції

3. Розрахунок релейного захисту

4. Блискавкозахист та заземлення підстанції

Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

схема електричної мережі, схема заміщення для розрахунків нормального режиму;

схема електричних з'єднань підстанції зі специфікацією;

схема блискавкозахисту та заземлення підстанції

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	01.04 – 15.04	
2	Вибір обладнання високовольтної підстанції	16.04 – 30.04	
3	Розрахунок релейного захисту	01.05 – 15.05	
4	Блискавкозахист та заземлення підстанції	16.05 – 31.05	
5	Оформлення пояснювальної записки і креслень	01.06 – 10.06	

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

Назва: Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі з вибором обладнання підстанції

Автор: Шудрець Владислав Андрійович

Ключові слова: споживач, категорія, електрична мережа, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, диференційний струмовий захист трансформатора, грозозахист, блискавкозахист, заземлення, заземлюючі пристрої, схема заміщення мережі, схема підстанції

потребитель, категория, электрическая сеть, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, дифференциальная токовая защита трансформатора, грозозащита, молниезащита, заземление, заземляющие устройства, схема замещения сети, схема подстанции

consumer, category, power, mains, transformer, transmission line, wire, resistance, voltage, substitution circuit, current distribution, switch, disconnecter, current transformer, differential current protection of transformer, lightning protection, lightning protection, earthing, earthing devices, substation scheme.

Бібліографічний опис: Шудрець В.А. Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі з вибором обладнання підстанції [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В. А. Шудрець; керівник С.М. Лебедка. - Суми: СумДУ, 2022. - 79 с.

Короткий огляд (реферат): В даній роботі розраховано режими роботи електричної мережі, струми короткого замикання. Розраховано електричну частину підстанції та релейний захист трансформатора. Спроектовано грозозахист підстанції ВРП – 220 кВ.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВН – вища напруга

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 відновлювальної 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

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	8
1.1 Вихідні дані проекту	8
1.2 Розробка конфігурації електричної мережі	9
1.3 Розрахунок електричної мережі схеми	11
1.3.1 Визначення довжин ліній	12
1.3.2 Розрахунок перетоків потужності без урахування втрат	13
1.3.3 Розрахунок напруги та струму в електричних мережах	16
1.3.3.1 Розрахунок активного та реактивного опору лінії	19
1.3.3.2 Розрахунок повного опору ліній схеми	19
1.3.4 Вибір трансформаторів	20
1.3.5 Розрахунок перетоків потужності та падіння напруги	24
1.4 Розрахунок втрат в мережі	28
1.5 Після аварійний режим роботи електричної мережі	29
1.6 Режим мінімального навантаження електричної мережі	30
2 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	33
2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів	33
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання	38
2.3 Вибір силового комутаційного обладнання	40
2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги	41
2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора 10 кВ	41
2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ	42

					MP 3.6.141.521 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі з вибором обладнання підстанції						
Розроб.		Шудерць							Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Лебеда								5	79
Реценз.									СумДУ ЕТ-81		
Н. Контр.											
Затверд.		Лебединський									

2.3.4	Вибір вимикача на лінію, що відходить	43
2.3.5	Вибір роз'єднувача 220 кВ	43
2.4	Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП).....	44
2.5	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	48
2.6	Вибір трансформаторів власних потреб	54
2.7	Компонування РП 6-10 кВ	56
2.8	Заземлюючі пристрої підстанції	56
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	58
3.1	Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту.....	59
3.2	Вибір уставок реле ДЗТ	60
4	БЛИСКАВКОЗАХИСТ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ	63
4.1	Розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ	63
4.2	Розрахунок опору контуру заземлення ВРП-220 кВ.....	68
	ВИСНОВОК.....	71
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	72
	ДОДАТКИ.....	75
	ДОДАТОК А – Максимальний режим.....	76
	ДОДАТОК Б – Післяаварійний режим	77
	ДОДАТОК В – Мінімальний режим	78
	ДОДАТОК Г – Схема підстанції	79

ВСТУП

В даній роботі показано етапи розробки електричної мережі, яка повинна забезпечувати споживачів електричною енергією, та виконання відповідних креслень. При проектуванні електричної мережі необхідно обрати елементи енергосистеми, у відповідності з діючими правилами та нормативними документами: кількість і марка проводів ЛЕП, трансформатори на підстанціях.

Подальший розрахунок зводиться до розрахунку мережі та визначенні втрат електроенергії. Для забезпечення безперебійного електропостачання споживачів проводиться перевірка мережі в після аварійному режимі, коли умовно обриваємо найбільш завантажену лінії в колі.

Після розробки мережі проводиться проектування підстанції. Розраховуються її основні параметри на основі яких обираються електричні апарати: високовольтні вимикачі та роз'єднувачі. Для безперебійної роботи підстанції проводиться розрахунок гнучких та жорстких шин на напругу 220 кВ та 10 кВ відповідно.

Для захисту трансформаторів застосовується повздовжній диференційний захист з реле типів РНТ і ДЗТ. Так як реле типу РНТ застарілі, захист проводиться за допомогою реле типу ДЗТ, що забезпечує підвищену відстройку від періодичних струмів небалансу та мають магнітне гальмування.

Захист підстанції від ударів блискавки виконується за допомогою блискавковідводів, що встановлені на двох порталах. Надійність захисту підстанції від ударів блискавки повинна приблизно 0,999. Також виконуються ескізи перерізів зони захисту блискавковідводів. Заземлення підстанції виконується у вигляді сітки, що має виконувати три призначення одночасно: робоче, захисне та грозозахисне. Розрахунок заземлювача зводиться до визначення його опору.

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вихідні дані проекту

Equation Chapter (Next) Section 1

Завданням передбачено забезпечити електропостачання споживачів, розташованих в 6 пунктах, від потужного джерела електроенергії [1]. Чотири споживачі характеризуються досить великою потужністю, що забезпечує необхідність вибору для них районної підстанції або головної понижувальної підстанції великого підприємства. Для цієї групи споживачів отримана електроенергія має бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з великих споживачів. Дані споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних великих споживачів і забезпечити напругою 380 В [2].

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

Таблиця 1.1 – Вихідні дані до проектування

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	15	31	17	-26	17	-9
Y, мм	48	34	35	0	27	12
P _{max} , МВт*	34	55	32	58	527	558
cos f	0,91	0,83	0,8	0,95	0,92	0,95
Тнб, годин	4450	5880	5280	5980	5240	4020
Категорія	II	II	III	II	II	III

					MP 3.6.141.521 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата				
Розроб.		Шудрець			Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі з вибором обладнання підстанції	Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Лебеда					8	79
Реценз.						СумДУ ЕТ-81		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський						

Варто зауважити, для споживачів 5 та 6 потужність вказано в кВт.

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

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	2
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}	0,5

1.2 Розробка конфігурації електричної мережі

Перед початком розробки конфігурацій мереж знайдемо повну потужність кожного споживача. Розрахунок повної потужності споживачів проводиться за формулою (1.1) [3]:

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

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів доцільно розраховувати за формулою (1.2) [1,4]:

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

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

Під час розробки конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне [2]:

- 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.

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 [2,5,6].

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю показано в табл. 1.3.

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Таблиця 1.3 – Активні та реактивні навантаження споживачів

Параметр	№ споживача					
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
P_{\max}, MVA	34,00	55,00	32,00	58,00	0,53	0,56
$Q_{\max}, MVar$	15,49	36,96	24,00	19,06	0,22	0,18
P_{\min}, MVA	17,00	27,50	16,00	29,00	0,26	0,28
$Q_{\min}, MVar$	7,75	18,48	12,00	9,53	0,11	0,09

За даними табл. 1.1 – 1.3 побудовано найоптимальнішу електричну мережу рис. 1.1.

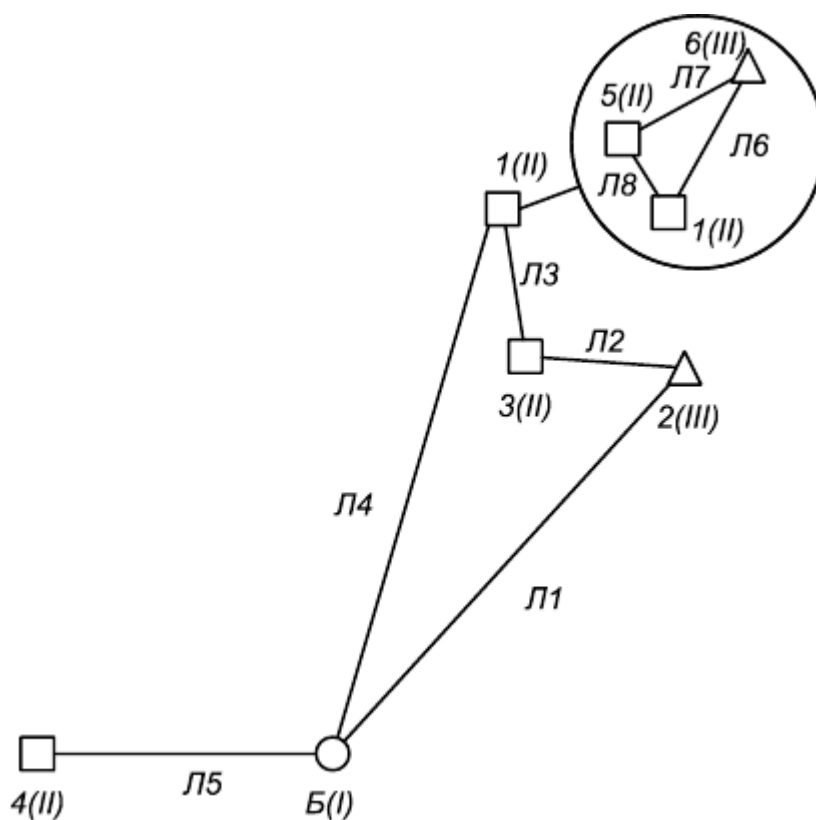


Рисунок 1.1 – Конфігурація схеми

1.3 Розрахунок електричної мережі схеми

1.3.1 Визначення довжин ліній

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою (1.3):

$$L = l \cdot k_L \cdot k_M \quad (1.3)$$

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

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою [2], приймаємо таким, що $k_L \approx 1,25$;

k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{дв}$ та довжина лінії розраховується за формулою (1.4) [2]:

$$L' = L \cdot k_{дв} \quad (1.4)$$

де $k_{дв} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах [2].

Дволанцюгові лінії менш надійні, тому при проектуванні доцільно використовувати одноланцюгової лінії [7].

Для визначення довжин ліній спочатку знайдемо довжини відрізків ліній на плані. Результат вимірів зведено до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Довжини ліній

Параметри	Лінії							
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
Ділянка	Б2	23	31	Б1	Б4	61	56	51
l на плані (мм)	46,01	14,04	13,15	50,29	26,00	15,00	30,02	31,91

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі проводиться за формулою (1.3)

$$L_{A2} = l_{A2} \cdot k_L \cdot k_M = 33,4 \cdot 1,25 \cdot 1,5 = 62,7 \text{ (км)}$$

Результат розрахунків довжин ліній із урахуванням провисання проводів та масштабу розраховано за формулами (1.3) та (1.4) зведено до табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Довжина лінії схеми А з урахуванням коефіцієнту та масштабу

Параметри	Лінії							
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
Ділянка	Б2	23	31	Б1	Б4	61	56	51
l (мм)	46,01	14,04	13,15	50,29	26,00	15,00	30,02	31,91
k_M	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
L (км)	2	2	2	2	2	0,1	0,1	0,1

1.3.2 Розрахунок перетоків потужності без урахування втрат

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності [3].

Для початку проведемо розрахунок потужності для схеми зображеної на рис. 1.2.

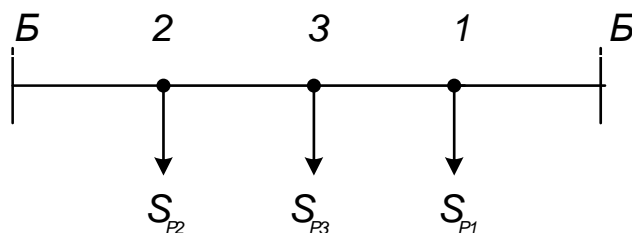


Рисунок 1.2 –Схема кільцевої мережі

Далі проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими та без урахування втрат потужності в лініях та трансформаторів [3].

Знайдемо потужності на підстанціях 1-4

$$S_{p1} = S_1 + S_5 + S_6 = 35,1 + j15,9 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p2} = S_2 = 55 + j36,9 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p3} = S_3 = 32 + j24 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p4} = S_4 = 58 + j19,1 \text{ (MVA)}$$

Знайдемо потужності на лініях Б – 2 ($L1$) та 1 – Б ($L4$):

$$S_{L1} = \frac{S_{p2}(L_4 + L_3 + L_2) + S_{p3}(L_4 + L_3) + S_{p1}(L_4)}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} = 65,2 + j41,9 \text{ (MVA)}$$

$$S_{L4} = \frac{S_{p1}(L_1 + L_2 + L_3) + S_{p3}(L_1 + L_2) + S_{p2}(L_1)}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} = 56,8 + j34,8 \text{ (MVA)}$$

Далі знайдемо потужності на інших ділянках ліній 2 – 3 ($L2$), 3 – 1 ($L3$), Б – 4 ($L5$):

$$S_{L2} = S_{L1} - S_{p2} = 10,2 + j5,03 \text{ (MVA)}$$

$$S_{L3} = S_{L5} - S_{p1} = 21,7 + j18,9 \text{ (MVA)}$$

$$S_{L4} = S_{p4} = 58 + j19,1 \text{ (MVA)}$$

Як видно точка розподілу потоку знаходиться у точці 1 як показано на рис. 1.3.

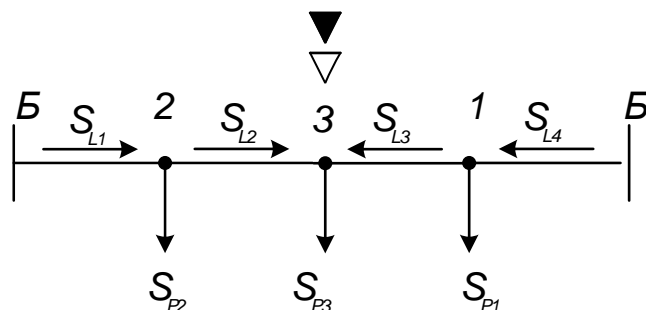


Рисунок 1.3 – Схема поточкорозподілу кільцевої схеми із точкою поточкорозподілу

Тепер проведемо розрахунок потужності на лініях 1 – 6 (L6), 5 – 6 (L7), 5 – 1 (L8) за схемою зображена на рис. 1.4.

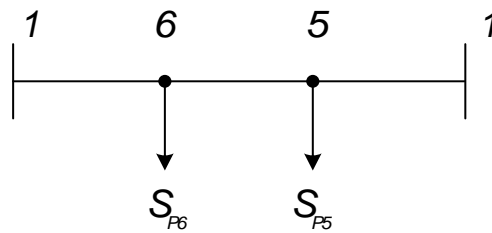


Рисунок 1.4 – Умовна схема малого кільця мережі

Знайдемо потужності на підстанціях 5-6

$$S_{p5} = S_5 = 0,527 + j0,225 \text{ (MBA)}$$

$$S_{p6} = S_6 = 0,558 + j0,183 \text{ (MBA)}$$

Знайдемо потужності на лініях 1 – 6 (L6), 5 – 1 (L8):

$$S_{L8} = \frac{S_{p5}(L_6 + L_7) + S_{p6}(L_6)}{L_6 + L_7 + L_8} = 0,417 + j0,167 \text{ (MBA)}$$

$$S_{L6} = \frac{S_{p6}(L_7 + L_8) + S_{p5}(L_8)}{L_6 + L_7 + L_8} = 0,668 + j0,241 \text{ (MBA)}$$

Далі знайдемо потужності на інших ділянках ліній 5 – 6 (L7):

$$S_{L7} = S_{L6} - S_{p6} = 0,11 + j0,057 \text{ (MBA)}$$

На рис. 1.5 зображено схему поточкорозподілу активної та реактивної потужності малого кільця мережі.

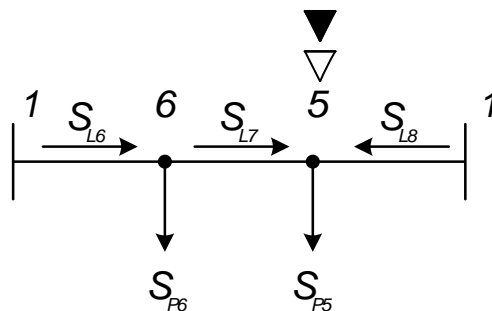


Рисунок 1.5 – Схема поточкорозподілу малого кільця мережі

1.3.3 Розрахунок напруги та струму в електричних мережах

Виходячи із довжин і потужності ліній які йдуть по них визначаємо напругу ліній по емпіричній формулі Ілларіонова (1.5) [3,8]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.5)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Наступним етапом визначаємо струм в лініях за формулою (1.6) [8]:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.6)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – номінальна напруга ділянки.

Економічний переріз проводу розраховується відповідно методу економічної густини струму за формулою (1.7) [8,9]:

$$F_e = \frac{I_m}{j_e} \quad (1.7)$$

де F_e – економічний переріз проводу, мм^2 ;

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

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

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

У даному проекті для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізолювані проводи. Значення економічної густини струму проводів для таких провідників наведена у табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Економічна густина струму алюмінієвих неізолюваних проводів

Параметр	Т _{нб} , год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Густина струму, $A/мм^2$	1,3	1,1	1,0

Проведемо розрахунок напруги та струму, а також вибір проводів лінії схеми за формулами (1.5) – (1.7):

$$U_{L1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_1} + \frac{2500}{P_{L1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{115} + \frac{2500}{65,2}}} = 153,1 \text{ (кВ)}$$

$$I_{L1} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{|65,2 + j41,9|}{\sqrt{3} \cdot 110} = 407,2 \text{ (А)}$$

$$I_{L1} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{|65,2 + j41,9|}{\sqrt{3} \cdot 220} = 203,6 \text{ (А)}.$$

Обираємо напругу лінії $L1$, а також кільця схеми – 220 кВ. Наступним етапом розраховуємо економічний переріз проводу за формулою (1.7) [10]:

$$F_{e,L1} = \frac{I_{L1}}{j_e} = \frac{203}{1,1} = 185,1 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Обираємо провід найближчого найбільшого перерізу АС-240/32. Допустимий струм проводу становить 605 (А) [3,4]. Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 1.7 – 1.9.

Таблиця 1.7 – Потоки потужності та струмів в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	65,235+41,994i	153,088	-	407,205	203,602
Л2	10,235+5,033i	62,197	-	59,866	29,933
Л3	21,765+18,967i	87,682	-	151,524	75,762
Л4	56,85+34,865i	144,409	-	350,029	175,014
Л5	58+19,064i	140,309	-	320,443	160,222
Л6	0,668+0,241i	15,791	40,984	-	-
Л7	0,11+0,057i	6,607	7,151	-	-
Л8	0,417+0,167i	12,785	25,949		

У табл. 1.8 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.8 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, кА	Обрана напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	203,602	220	185,093	АС-240/39	605
Л2	29,933	220	27,212	АС-240/32	605
Л3	75,762	220	68,875	АС-240/32	605
Л4	175,014	220	159,104	АС-240/32	605
Л5	160,222	220	145,656	АС-240/39	605
Л6	40,984	10	37,258	АС-50/6,5	210
Л7	7,151	10	6,501	АС-35/6,5	210
Л8	25,949	10	23,6	АС-35/6,5	210

1.3.3.1 Розрахунок активного та реактивного опору лінії

Активний та реактивний опір лінії розраховується за наступними виразами (1.8) та (1.9) [3,8]:

$$R_{Л} = r_0 \cdot l_i \quad (1.8)$$

$$X_{Л} = x_0 \cdot l_i \quad (1.9)$$

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

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії розраховується за формулою (1.10) [3]:

$$Z_{Л} = R_{Л} + jX_{Л} \quad (1.10)$$

Зарядна потужність лінії визначається за формулою (1.11) [3,8]:

$$Q_{Л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (1.11)$$

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 [3,8].

1.3.3.2 Розрахунок повного опору ліній схеми

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності за формулами (1.8) – (1.11).

$$R_{Л1} = r_0 \cdot l_1 = 0,12 \cdot 115 = 13,9 \text{ (Ом)}$$

$$X_{Л1} = x_0 \cdot l_1 = 0,44 \cdot 115 = 50,1 \text{ (Ом)}$$

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

$$Z_{Л1} = R_{Л1} + jX_{Л1} = 13,9 + j50,1 \text{ (Ом)}$$

$$Q_{Л1} = b_0 \cdot l_1 \cdot U_{ном}^2 = 2,6 \cdot 115 \cdot 220^2 = 14,5 \text{ (МВАр)}$$

Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Параметри ліній схеми

Ділянка	Параметри					
	$l_i, \text{ км}$	Марка про- воду	Параметри проводу		$Q_{Л}, \text{ МВАр}$	$Z_{Л}, \text{ Ом}$
			$z_0, \text{ Ом/км}$	$b_0 \cdot 10^{-6}, \text{ См/км}$		
Л1	115,027	АС-240/39	0,121+0,435i	2,6	5,338	13,918+50,037i
Л2	35,089	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	1,694	4,246+15,264i
Л3	32,882	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	1,573	3,979+14,304i
Л4	125,723	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	6,677	15,212+54,689i
Л5	65,00	АС-240/39	0,121+0,435i	2,6	7,022	3,933+14,137i
Л6	1,875	АС-50/6,5	0,595+0,388i	-	-	1,116+0,728i
Л7	3,752	АС-35/6,5	0,6+0,26i	-	-	2,251+0,976i
Л8	3,988	АС-35/6,5	0,6+0,26i	-	-	2,393+1,037i

1.3.4 Вибір трансформаторів

При виборі трансформатора потрібно враховувати, що на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього і задовольняти вираз (1.12) [3,8]:

$$S_{Тном} \geq S_{розр} = S_{i\max} \quad (1.12)$$

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

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

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

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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 виразом (1.13) [3,8]:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (1.13)$$

Наступний параметр – коефіцієнт завантаження трансформатора. Він дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі. Коефіцієнт завантаження трансформатора, який розташовано на підстанції розраховується за формулою (1.14) [3,8]:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (1.14)$$

При проектуванні та виборі кількості трансформаторів необхідно враховувати наступне:

- 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.

Наступним етапом розраховується опір трансформаторів за формулами (1.15), (1.16):

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.15)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.16)$$

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, %.

Для вибору трансформаторів скористаємося формулами (1.12) – (1.14):

$$S_{P1} = \frac{|35,1 + j15,9|}{1,4} = 27,5 \text{ (МВА)}$$

Для підстанції №1, обираємо трансформатор типу ТРДН-40000/220 [4,11,12].

$$S_{T.НОМ} = 40 \text{ (МВА)};$$

$$K_3 = \frac{27,5}{2 \cdot 40} = 0,481 \text{ (МВА)}.$$

Результати вибору трансформаторів інших підстанцій зведено до табл. 1.10.

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Таблиця 1.10 – Вибір трансформаторів для схеми

№ ПС	Параметри						
	$S_{i_{max}}$, МВА	Категорія споживача	Кількість тр.	$S_{розр}$ (1 тр), МВА	$S_{Тном}$ (1 тр), МВА	K_3	Марка тр-а
1	38,519	II	2	27,5	40	0,48	ТРДН-40000/220
2	66,265	III	1	66,3	80	0,828	ТДЦ-80000/220
3	40,00	II	2	28,7	40	0,5	ТРДН -40000/220
4	61,053	II	2	43,6	63	0,485	ТРДЦН -63000/220
5	0,573	II	2	0,409	0,63	0,455	ТМ-6300/10
6	0,587	III	1	0,587	0,63	0,932	ТМ-6300/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів [3].

Далі розраховуємо опір та потужність холостого ходу трансформаторів. Для економії часу скористаємося довідковими даними [3,13]. Параметри обраних трансформаторів зведено до табл. 1.11 – 1.12.

Таблиця 1.11 – Параметри обраних трансформаторів споживачів 1 - 4

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	пт
		ВН	НН								
ТРДН-40000/220	40	230	11	12	170	50	0,8	5,6	1,78	5,6	100,7
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	12	300	82	0,8	3,9	1,5	3,9	100,7
ТДЦ-80000/220	80	230	11	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480	100,7

Таблиця 1.12 – Параметри обраних трансформаторів 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-6300/10	630	10	0,4	5,5	18	2,23	2,1	1,22	5,35	26	25
ТМ-1600/10	1600	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2	2,12	8,5	18,9	25

1.3.5 Розрахунок перетоків потужності та падіння напруги

Розрахунок втрат потужності в лініях виконується з кінця. При цьому необхідно враховувати втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у табл. 1.11 – 1.12). На підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора [3,8].

Розрахунок втрат потужності в лінії проводиться за формулою (1.17):

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot Z \quad (1.17)$$

де, P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z – опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконується із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [6].

Розрахунок напруги проводиться за формулою (1.18) [3,8]:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i} \right)^2 + \left(\frac{P \cdot R - Q \cdot X}{U_i} \right)^2} \quad (1.18)$$

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

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.

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховується за формулою (1.19):

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{вузл}} \cdot 100\% \quad (1.19)$$

Для розрахунку необхідно побудувати схему заміщення мережі. На рис. 1.6 зображено схему заміщення схеми.

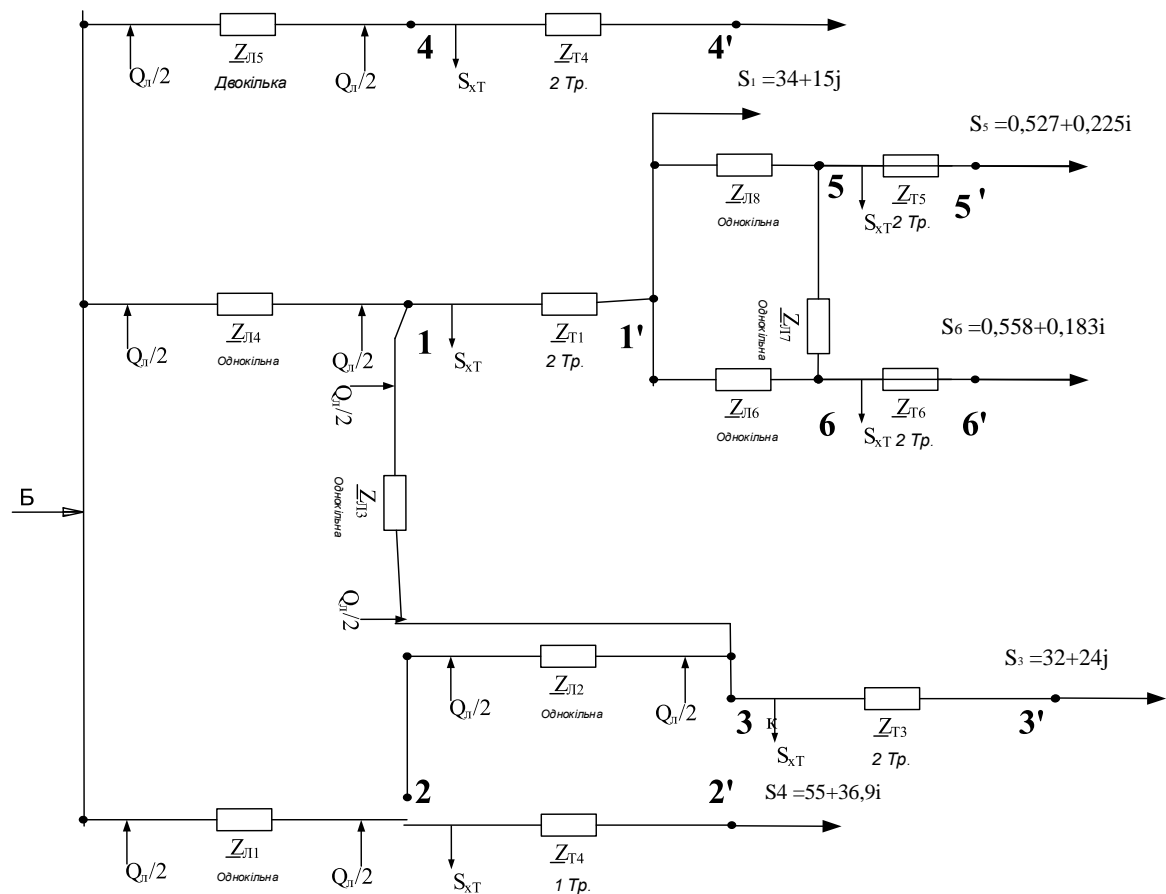


Рисунок 1.6 – Схема заміщення мережі

Наступним етапом проводиться розрахунок мережі. Даний розрахунок схожий із розрахунком котрий наведено вище, тільки враховуються втрати холостого ходу та опір трансформаторів, зарядна потужність та опір ліній. Проводиться розрахунок замкнутої мережі.

Результати розрахунку потужності в кінці та початку трансформаторах із урахуванням втрат холостого ходу, а також опору обмоток трансформаторів зведено до табл. 1.13.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	\vec{S}_i^{noch} , МВА	$\Delta\vec{S}_i$, МВА	$\vec{S}_i^{кин}$, МВА
1-1'	35,105+18,907i	0,078+2,213i	34,926+15,974i
2-2'	55,346+44,122i	0,241+6,682i	55+36,96i
3-3'	32,185+27,12i	0,085+2,4i	32+24i
4-4'	58,301+23,619i	0,137+3,548i	58+19,064i
5-5'	0,588+0,344i	0,061+0,116i	0,527+0,225i
6-6'	0,686+0,428i	0,128+0,243i	0,558+0,183i

Результати розрахунку потужності в кінці та початку ліній із урахуванням втрати потужності в лініях зведено до табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	\vec{S}_i^{noch} , МВА	$\Delta\vec{S}_i$, МВА	$\vec{S}_i^{кин}$, МВА	I розр, А	I доп, А
Л1	67,2+36,4i	1,645+5,913i	65,6+37,7i	200,55	605
Л2	10,2+0,81i	0,01+0,036i	10,2+2,9i	26,90	605
Л3	22,1+18,1i	0,072+0,259i	21,9+19,9i	74,77	605
Л4	58,4+25,8i	1,292+4,644i	57,2+29,1i	167,63	605
Л5	58,6+16,5i	0,307+1,104i	58,3+19,5i	159,82	605

Л6	0,811+0,459i	0,009+0,006i	0,801+0,453i	53,79	210
Л7	0,116+0,024i	0+0i	0,115+0,024i	30,10	210
Л8	0,481+0,323i	0,008+0,003i	0,473+0,319i	33,43	210

Загальна потужність на початку схеми становить:

$$\vec{S}_A = \vec{S}_{L1} + \vec{S}_{L5} + \vec{S}_{L4} = 184 + 78,7j \text{ (MVA)}.$$

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі зведено до табл. 1.15.

Таблиця 1.15 - Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

№ вузола	$U_{i.ном}, \text{кВ}$	$U_{i.роз}, \text{кВ}$	ступінь РПН
Б	230	230	
1	220	220,557	
2	220	218,668	
3	220	218,705	
4	220	228,014	
5	10	9,871	
6	10	9,898	
1'	10	10,021	-5
2'	10	9,983	0
3'	10	10,041	-4
4'	10	10,033	-8
5'	0,38	0,39	
6'	0,38	0,389	

В додатку Б зображено повну схему заміщення мережі із позначеними на ній вихідних та розрахованих даних.

1.4 Розрахунок втрат в мережі

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:

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

Втрати в лініях: $\Delta W_L = \left(\frac{S_{\text{нб}}}{U_H}\right)^2 R_L \tau$

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

Результати розрахунку наведені в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 - Результати розрахунку втрат електроенергії в схемі Б

Ділянка підстанція	$T_{\text{нб}}$, (год,)	τ , (год,)	ΔW , МВт·год
Л1	5732	4258	7004
Л2	5280	3724	37
Л3	5280	3724	269
Л4	4417	2803	3621
Л5	5980	4566	1403
Л6	4196	2589	24
Л7	5240	3678	1
Л8	5240	3678	29
Т1	4450	2836	610
Т2	5880	4441	1189
Т3	5280	3724	664
Т4	5980	4566	996
Т5	5240	3678	225
Т6	4020	2424	149
Сумарні втрати			16220

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.521 ПЗ

Арк.

28

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{A2}^H \cdot T_{нбА2} + P_{A4}^H \cdot T_{нбА4} = 1614136 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,005 \%$$

1.5 Після аварійний режим роботи електричної мережі

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 [2,5].

У аварійному режимі у відповідності з правилами [6] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. Результати розрахунку потужності під час аварійного режиму показано у табл. 1.17 – 1.18.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунків потужності в лініях під час аварійного режиму

Ділянка	\vec{S}_i^{noch}, MVA	$\Delta \vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{kin}, MVA	I розр, А	I доп, А
Л1	0	0	0	0,00	605
Л2	55,8+41,2i	0,423+1,52i	55,3+41,9i	182,003	605
Л3	88,9+67,8i	0,997+3,584i	87,9+66,3i	293,502	605
Л4	130,8+95,28i	6,788+24,4i	124,055+78,78i	424,773	605
Л5	58,609+16,544i	0,307+1,104i	58,301+19,53i	159,818	605
Л6	0,811+0,459i	0,009+0,006i	0,801+0,453i	53,795	210
Л7	0,116+0,024i	0+0i	0,115+0,024i	30103,00	210
Л8	0,481+0,323i	0,008+0,003i	0,473+0,319i	33,43	210

Таблиця 1.18 – Результати розрахунків напруги у вузлах під час аварійного режиму

вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	ступінь РПН
Б	230	230	
1	220	202,181	
2	220	182,095	
3	220	195,783	
4	220	228,014	
5	10	9,023	
6	10	9,052	
1'	10	10,056	4
2'	10	9,061	9
3'	10	10,019	7
4'	10	10,033	-8
5'	0,38	0,396	
6'	0,38	0,397	

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 в додатку Б.

1.6 Режим мінімального навантаження електричної мережі

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням, потужність споживачів знаходиться за виразом (1.20) [2]:

$$P_{\min} = P_{\max} \cdot K_{\min} \quad (1.20)$$

де P_{\max} – потужність максимального режиму;

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

Результати розрахунку потужності під час мінімального режиму показано у табл. 1.19 – 1.21.

Таблиця 1.19 - Результати розрахунків потужності під час мінімального режиму

Ділянка	\vec{S}_i^{noch}, MVA	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{kin}, MVA	I розр, А	I доп, А
Л1	33,1+5,9i	0,35+1,257i	32,8+11,9i	88,332	605
Л2	5,1-1,5i	0,002+0,008i	5,1+0,7i	14,008	605
Л3	11,0+6,3i	0,016+0,056i	11,0+8,3i	33,353	605
Л4	28,8+0,7i	0,275+0,988i	28,6+7,6i	75,7	605
Л5	29,3+3,5i	0,074+0,265i	29,2+7,3	77,37	605
Л6	0,369+0,17i	0,002+0,001i	0,367+0,169i	23,461	210
Л7	0,056+0,015i	0+0i	0,056+0,015i	3,347	210
Л8	0,225+0,131i	0,002+0,001i	0,223+0,13i	15,011	210

Таблиця 1.20 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	\vec{S}_i^{noch}, MVA	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{kin}, MVA
1-1'	17,5+9,2i	0,019+0,55i	17,4+7,9i
2-2'	27,7+20,6i	0,06+1,671i	27,5+18,5i
3-3'	16,1+13,3i	0,021+0,6i	16+12i

4-4'	29,2+11,4i	0,034+0,887i	29+9,5i
5-5'	0,279+0,145i	0,015+0,029i	0,264+0,112i
6-6'	0,311+0,154i	0,032+0,061i	0,279+0,092i

Таблиця 1.21 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
Б	230	230	
1	220	228,03	
2	220	226,84	
3	220	227,14	
4	220	229,29	
5	10	10,29	
6	10	10,31	
1'	10	10,03	-8
2'	10	10,05	-3
3'	10	10,02	-5
4'	10	10,09	-8
5'	0,38	0,4	
6'	0,38	0,4	

Схема заміщення для мінімального режиму роботи мережі приведена в додатку В.

2 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів

Перевіряємо трансформатор ТРДН-40000/220 підстанції №3 відповідно до вихідних даних наведених в табл. 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для перевірки трансформатора

$P_{НОМ.НАВ}$, МВт	$\cos \varphi$	XL1, Ом	XL2, Ом	Skз. С, МВА	t, °C
32	0,8	51,9	87,5	5000	+10

Таблиця 2.2 – Денний графік навантаження у відсотках підстанції

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, %	50	50	55	95	95	80	80	90	90	140	150	105

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = \frac{P_{НОМ}}{\cos \varphi} = \frac{32}{0,8} = 40 (МВА)$$

Знаходимо $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{40}{1,4} = 28,5 (МВА)$$

Обираємо відповідно до номіналу потужність трансформатора

$$S_{ном} = 40 (МВА)$$

					MP 3.6.141.521 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.		Шудрець			Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Лебеда				33	79
Реценз.					СумДУ ЕТ-81		
Н. Контр.							
Затверд.		Лебединський					

Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі з вибором обладнання підстанції

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою (2.1):

$$S_n = \frac{S_{НОМ} \cdot \%}{100} \quad (1.21)$$

Результати заносимо до табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Денний графік навантаження у МВт підстанції

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	20,0	20,0	22,0	38,0	38,0	32,0	32,0	36,0	36,0	56,0	60,0	42,0

Побудуємо графік навантаження, який зображено на рис. 2.1.

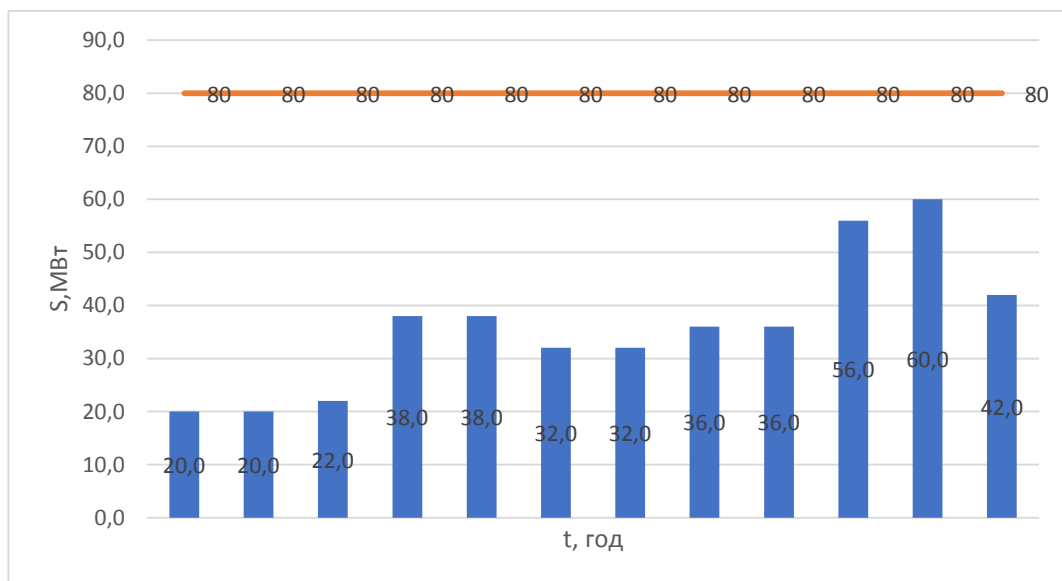


Рисунок 2.1 - Графік навантаження нормального режиму роботи

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за наступною формулою (2.2):

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.22)$$

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

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

$$K_1 = \frac{1}{80} \cdot \sqrt{\frac{20^2 \cdot 4 + 22^2 \cdot 2 + 38^2 \cdot 4 + 32^2 \cdot 4 + 36^2 \cdot 4 + 56^2 \cdot 2 + 60^2 \cdot 2 + 42^2 \cdot 2}{24}} = 0,475$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора за формулою (2.3):

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.23)$$

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

$$K_2' = 0$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{60}{80} = 0,75$$

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

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

Попередні значення K_2 необхідно порівняти із значенням K_{MAX} ,

$$K_2 = 0.9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 0,75 = 0,675$$

$$K_2' = 0,675$$

З урахуванням еквівалентної температури (20 С) і часу перевантаження $t = 4$ годин для нормального режиму заповнимо табл. 2.4 [14].

Таблиця 2.4 – Коефіцієнт перенавантаження для нормального режиму

	0,4	0,5
0,5	2	2

$$K_{12ГОСТ} = 2$$

За [14] з урахуванням еквівалентної температури (+20 С) і часу перевантаження $t = 4$ годин для аварійного режиму табл. 2.5 та на рис. 2.2.

При аварійній роботі працюватиме один трансформатор

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	20,0	20,0	22,0	38,0	38,0	32,0	32,0	36,0	36,0	56,0	60,0	42,0

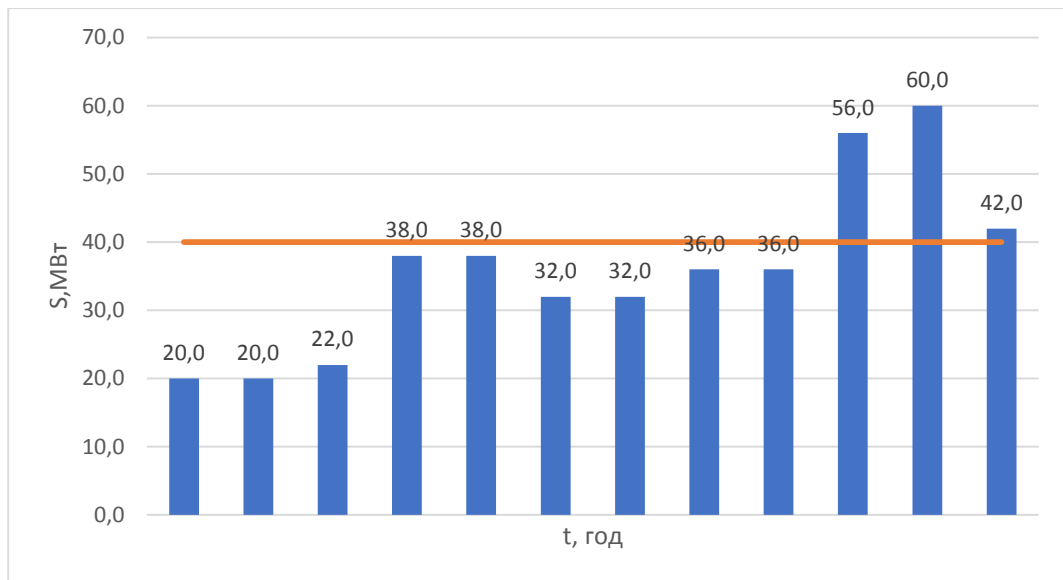


Рисунок 2.2 – Графік навантаження аварійного режиму роботи

$$K_1 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{20^2 \cdot 4 + 22^2 \cdot 2 + 38^2 \cdot 4 + 32^2 \cdot 4 + 36^2 \cdot 4}{18}} = 0,782$$

$$K_2' = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{56^2 \cdot 2 + 63^2 \cdot 2 + 42^2 \cdot 2}{6}} = 1,359$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = 1,4$$

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

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

$$K_2' = 1,359$$

Якщо $K_2' \leq 0,9 \cdot K_{MAX}$, остаточно беремо $K_2' = 1,359$.

	0,7	0,8
14	1,5	1,5

$$K_{12ГОСТ} = 1,5$$

Для трансформаторів із системою охолодження Д. Порівнюємо значення K_2 за [14] і реальне. Значення K_2 за [14] ($K_2 = 1,5$) більше, ніж реальне ($K_2 = 1,359$), тому даний трансформатор задовольняє умові.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

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. 2.3.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ центра живлення складає $S_c = 5000 \text{ МВА}$.

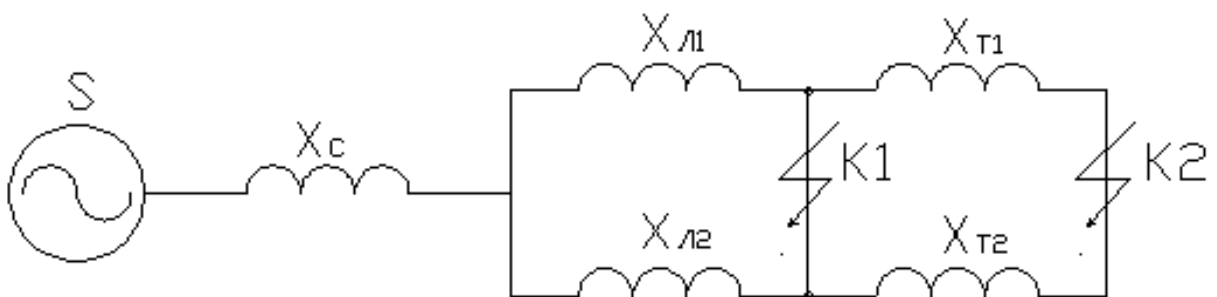


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = \frac{220^2}{5000} = 9,68 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{л} = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} = \frac{51,9 \cdot 87,5}{51,9 + 87,5} = 32,6 \quad \text{Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Потужність трансформатора $S_T = 40$ (МВА);

$$\text{Опір трансформатора } X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10.5 \cdot 220^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 127 \text{ (Ом)};$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (9,68 + 32,6)} = 3,00 \text{ (кА)};$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (9,68 + 32,6 + 63,5)} = 1,20 \text{ (кА)}.$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 1,20 \cdot \frac{220}{10} = 26,4 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,0 = 6,84 \text{ (кА)};$$

$$\text{у точці } K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 26,4 = 60,1 \text{ (кА)}.$$

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 ; $T_a = 0,02$ с., $t = 0,06$ с., для K_2 – $T_a = 0,05$ с., $t = 0,1$ с.

$$\text{для } K_1 i_a = \sqrt{2} \cdot 3,0 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,385 \text{ (кА)};$$

$$\text{для } K_2 i_a = \sqrt{2} \cdot 26,4 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 5,05 \text{ (кА)}.$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 3,0^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,768 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

$$\text{для } K_2 \quad B_{K_2} = I_{K_2}^2 (t + T_a) = 26,4^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 104 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

В табл. 2.6 наведено результат всіх розрахунків

Таблиця 2.6 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 220 кВ (K_1)	3,006	6,844	3,006	0,386	0,768
Шини 10 кВ (K_2)	26,417	60,148	26,417	5,056	104,678

2.3 Вибір силового комутаційного обладнання

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1469 \text{ А.}$$

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

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

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

2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.7. Каталожні параметри вимикача узяті з [3]. В табл. 2.7 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача.

Таблиця 2.7 – Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	146,96	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	3,006	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	6,844	125 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	3,005	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,385	9,2 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,768	7500 $кА^2с$

Обираємо вимикач типу ЯЕ – 220Л – 11(21)У4.

2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора 10 кВ

В табл. 2.8 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача у колі трансформатора.

Таблиця 2.8 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10	15

Продовження табл. 2.8

$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233,16	4000
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	26,41	45
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	60,14	120
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	26,41	45
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	5,056	20,25
$B_K \leq I_T^2 t_r$	104,67	8100

Обираємо вимикач типу МГГ – 10 – 4000 – 45УЗ.

2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

В табл. 2.9 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача секційного на боці 10 кВ.

Таблиця 2.9 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1616,581	2000
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	26,45	31,5
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	60,14	80
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	26,41	31,5
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	5,056	12,6
$B_K \leq I_T^2 t_r$	104,68	2976,75

Обираємо вимикач типу ВВЕ-10-31,5/2500ТЗ

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить

В табл. 2.10 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача на лінії, що відходить, 10 кВ.

Таблиця 2.10 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323,31	630
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	26,42	31,5
$i_y \leq I_{прСКВ}$	60,15	80
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	26,42	31,5
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	5,056	25,2
$B_K \leq I_T^2 t_r$	104,68	2976,75

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

2.3.5 Вибір роз'єднувача 220 кВ

У табл. 2.11 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.11 – Вибір роз'єднувача 220 кВ

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220	220
$I_{расч} \leq I_{ном}$	146,96	630
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	6,845	100
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,768	4800

Обираємо до установки на боці 220 кВ роз'єднувачі типу РНД-1-220/630Т1.

2.4 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{\min} = \frac{I_{прис}}{j_e}$$

j_e - економічна щільність струму

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

- час використання найбільшого навантаження)

$$q_{\min} = \frac{146,9}{1,1} = 133 \text{ мм}^2$$

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

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{\max} = 146,9 \text{ А}$$

$$I_{\text{дон}} = 605 \text{ А}$$

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

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$$

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{0,768}}{91 \cdot 10^{-3}} = 9,63 \text{ мм}^2 ,$$

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

Умова виконується $9,63 \leq 240$.

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 $I_{\text{кз}} = 3,23 \text{кА}$ - отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 220 кВ за умовами корони повинен бути не менше 120мм^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 АЗ(додаток).

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп ном}} \cdot k_n = 3200 \cdot 1,05 = 3650 \text{ А}$$

$$3233 \leq 3650$$

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

Нерівність виконується.

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

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

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{104,7}}{91 \cdot 10^{-3}} = 112,4 \text{ мм}^2$$

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 .

$$\gamma = \frac{bh^3}{12} = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 83,3 \text{ см}^4$$

b - товщина шини, см;

h - ширина шини, см.

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\gamma} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{83,3}{12 \cdot 1}} = 222,2 \text{ Гц}$$

4) Перевірка шини на міцність

f_c - сила взаємодії між смугами

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

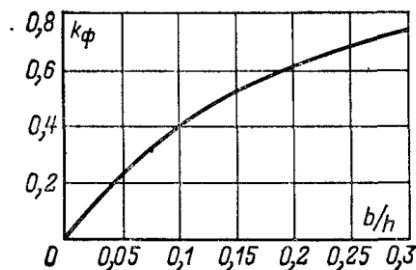


Рисунок 2.4 - Криві для визначення коефіцієнта k_ϕ для двосмугових шин при $a_{\Pi} = 2b$

k_ϕ - коефіцієнт форми шин (рис. 1), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

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

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot 0,4 \cdot \frac{45070^2}{1} = 18,79 \left(\frac{\text{Н}}{\text{м}} \right)$$

Механічна напруга між смугами

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12 \cdot W_c} = \frac{36,2 \cdot 3,05^2}{12 \cdot 33,3} = 0,84 (\text{МПа})$$

$$l_n = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_c}{i_{y\partial}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_c}{k_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{0,02}{60 \cdot 10^3}} \cdot \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 144}{0,4}} = 3,05 (\text{м})$$

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

$$W_c = \frac{bh^2}{3} = \frac{1 \cdot 10^2}{3} = 33,3 (\text{см}^3)$$

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

W_c - момент опору між смугами.

Механічна напруга між фазами

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W_{\phi} \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 16,6 \frac{(60,1 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5^2}{24 \cdot 0,5} = 16,9 \text{ МПа}$$

$$W_{\phi} = \frac{bh^4}{6} = \frac{1 \cdot 10^4}{6} = 16,7 (\text{см}^3)$$

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

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

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

$$\sigma_{розр} = (0,84 + 16,9) \cdot 10^6 \leq 82 \cdot 10^6$$

Умова механічної міцності шини з трьома смугами виконується.

2.5 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 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

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 табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – 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

Вибір трансформаторів струму наведений у табл. 2.13-2.15.

Таблиця 2.13 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	146 А	300 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,3 кА	25
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,74 кА ² ·с	288,12кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	220 кВ	220кВ

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ220Б-III, користуючись довідником [2].

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

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

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

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

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

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

$Z_{\text{К}}$ - опір контактів, Ом.

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

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

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

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

F - перетин жил, мм^2 ,

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

Загальний опір струмового кола

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

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

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

Таблиця 2.14 – 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
$i_y \leq i_{дин}$	69,5 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,84 кА ² ·с	3675 кА ² ·с

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

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

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

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

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 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

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

Таблиця 2.15 – 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
$i_y \leq i_{дин}$	69,5 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,83 кА ² ·с	2976,75 кА ² ·с

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 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 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

Вибираємо трансформатор ТОЛ-10. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору. Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

На боці високої напруги (220 кВ) обираємо трансформатори НКФ-220-58У1 табл. 4.16, на боці 10 кВ – НОМ-10-66У2 4.17, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках [2],[3].

Таблиця 2.16 – Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 2.17 – Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НОМ-10-66	10	100	-	-	75	150	300	630

2.6 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – 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-40000/220	3	3	0,8	0,75	6	4,5
Підігрів вимикачів на напрузі 220 кВ	3,6*3	10,8	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	3	1	0	3	0
Всього					30,8	4,5

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

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{30,8^2 + 4,5^2} = 24,9$$

тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 25 кВА.

Приймаємо два трансформатора ТМ-25/10. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $24,9 / 25 = 0,996$, що допустимо [15].

2.7 Компонування РП 6-10 кВ

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.

2.8 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 рис.2.5.

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

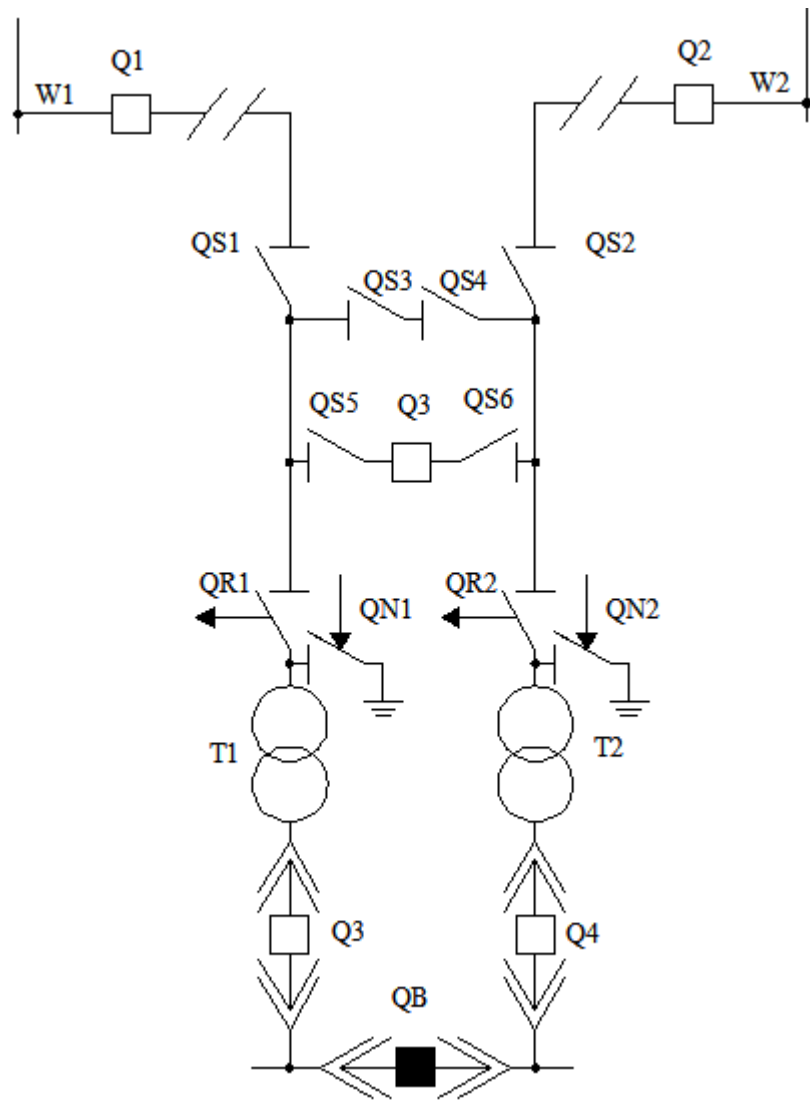


Рисунок 2.5 - Схема двох блоків «трансформатор-лінія»

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.521 ПЗ

Арк.

57

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Equation Chapter (Next) Section 1

Вихідні дані до розрахунку релейного захисту трансформатора ТДТН-40000/220 наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані до розрахунку

Тип реле	Група з'єднання обмоток	Потужність тр-ра	ВН	НН	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
ДЗТ-11	Y/Δ	40МВА	230	11	12	170	50	0,9

Складемо схему релейного захисту та схему заміщення рис. 3.1.

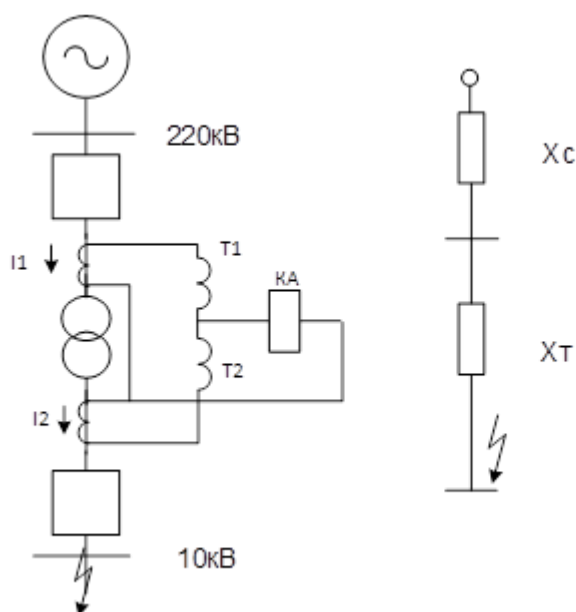


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Визначимо реактивний опір трансформатора

					MP 3.6.141.521 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.		Шудрець			Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Лебеда				58	79
Реценз.					СумДУ ЕТ-81		
Н. Контр.							
Затверд.		Лебединський					

Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі з вибором обладнання підстанції

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{12 \cdot 230^2}{100 \cdot 40} = 158,7 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захисту трансформаторів з РПН необхідно враховувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ приблизно можна прийняти [16]:

$$x_{т.макс} = x_{т.ном} (1 + \Delta U)^2 = 158,7 \cdot (1 + 0,12)^2 = 199 \text{ Ом}$$

$$x_{т.мин} = x_{т.ном} (1 - \Delta U)^2 = 158,7 \cdot (1 - 0,12)^2 = 123 \text{ Ом}$$

Розрахуємо струми КЗ на шинах НН (точка К31)[17]:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин})} = \frac{230}{\sqrt{3}(12 + 123)} = 0,984 \text{ кА}$$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс})} = \frac{230}{2(18 + 199)} = 0,529 \text{ кА}$$

3.1 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов [18]:

а) відбудова від стрибка струму намагнічування [19]:

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,1005 \text{ кА}$$

$$I_{С.З.} = k_{отс.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 0,1005 = 0,131 \text{ А}$$

де $k_{отс.}$ – коефіцієнт відбудови,

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

б) відбудова від струму небалансу

$$I_{c.3} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) I_{к.макс(К2)} = 1,3(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 0,984 = 0,282 A$$

Прийmemo $I_{c.3} = 282 A$.

Визначаемо чутливість захисту при КЗ на НН при мінімальному регулюванні

$$k_{\psi} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{529}{282} = 1,255$$

необхідний коефіцієнт чутливості не забезпечується, тому обираємо реле ДЗТ-11.

3.2 Вибір уставок реле ДЗТ

Первинний і вторинний струми трансформатора визначаємо за формулами $I_{ном.п} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном.п}}$, $I_{в.ном.п} = \frac{I_{ном.п} k_{сх.п}}{K_{I.п}}$ і заносимо в табл. 3.2. В якості основної обираємо низьку сторону (11кВ) [20].

Струм спрацьовування реле для основного боку:

$$I_{c.p.n} = \frac{I_{c.3} k_{сх}}{K_{I.n}} \left(\frac{U_{ном.расч}}{U_{ном.п}} \right) = \frac{0,285 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{3000}{5}} = 0,0198 A$$

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для основної сторони:

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

$$w_{осн.расч} = \frac{F_{cp}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{0,019 \cdot 1000} = 5. \text{ Приймаємо 5 виткі, що відповідає фак-}$$

тичному току спрацьовування реле: $\frac{100}{5} = 50A$.

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для високої сторони трансформатора: $w_{расчI} = 5 \frac{6,99}{1,15} = 30$ витків. Приймаємо 30 витків.

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання:

$$I_{с.з} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_1) I_{к.макс(K2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,0045) 11,06 = 3,75A$$

Уточнений струм спрацьовування реле:

$$I_{с.р.н} = \frac{I_{с.з} k_{сх} \left(\frac{U_{ном.расч}}{U_{ном.н}} \right)}{K_{I,n}} = \frac{3,75 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{150}{5}} = 0,254 A$$

Таблиця 3.2 – Визначення струмів трансформатора

Значення параметрів	I- ВН, 230кВ	II- НН, 11кВ
$I_{ном}, A$	$I_{НОМ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,4A$	$I_{НОМ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 209,9A$
K_{In}	150/5	300/5
Схема з'єднання ТС	Трикутник	Зірка
$I_{в.ном}, A$	$I_{в.ном.н} = \frac{I_{ном.н} k_{сх.н}}{K_{I,n}} = \frac{100,4 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 1,158A$	$I_{в.ном.н} = \frac{I_{ном.н} k_{сх.н}}{K_{I,n}} = \frac{209,9}{300/5} = 6,99A$

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.521 ПЗ

Арк.

61

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

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

$$\text{де } \Delta w_2 = \frac{w_{Iрасч} - w_I}{w_{Iрасч}} = \frac{1,04 - 2}{1,04} = 0,923$$

Кількість витків гальмівний обмотки:

$$w_{торм.н} = \frac{k_3 I_{нб.расч} w_{раб.н}}{I_{к.мах} tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 153 \cdot 2}{363 \cdot 0,75} = 10,1$$

Таким чином до установки на реле приймаємо такі витки:

$w_1 = 5$, $w_2 = 30$, $w_{торм} = 10$ витків.

Чутливість захисту визначаємо наближено за первинними струмів при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора [16]:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{960}{205} = 4,67 > 2 \text{ і } k_{ч} = \frac{241}{48} = 5,03 > 2, \text{ чутливість забезпечується.}$$

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

4 БЛИСКАВКОЗАХИСТ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ

Equation Chapter (Next) Section 1

4.1 Розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ

Розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП - 220 кВ, встановлених на двох порталах, рис. 4.1 (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис. 4.1 (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані. Надійність зони захисту від уражень блискавки $P_3 = 0,999$. Параметри розміщення блискавковідводів наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані до завдання

A, м	B, м	$L_1, м$	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
50	34	28	22	28	8	14	8

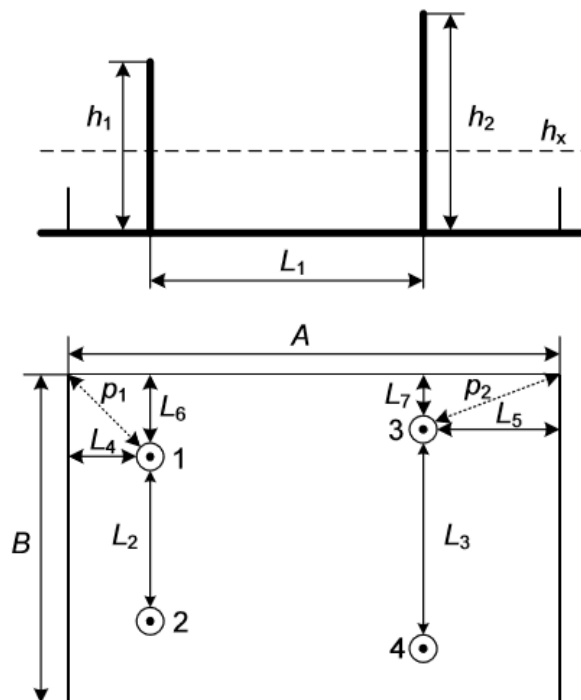


Рисунок 4.1 - Схема розміщення стрижневих блискавковідводів

					MP 3.6.141.521 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.	Шудрець				Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.	Лебеда					63	79
Реценз.					СумДУ ЕТ-81		
Н. Контр.							
Затверд.	Лебединський						

Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі з вибором обладнання підстанції

Захист будівель і споруд, що мають металеві несучі конструкції або металеву покрівлю, забезпечується шляхом заземлення металевих частин. Цегляні, бетонні та залізобетонні споруди, металеві опори, що підтримують проводи на підстанції, захищають блискавковідводами, які встановлюють на зазначених спорудах, або окремо встановленими стрижневими блискавковідводами [21].

Кожний блискавковідвід складається з блискавкоприймача, заземлювача і струмовідвідних спусків, що з'єднують блискавкоприймач із заземлювачем. За типом розрізняють стрижневі і тросові блискавковідводи. Захисна дія блискавковідводу обумовлюється зоною захисту, тобто простором біля блискавковідводу, імовірність влучення в яке не перевищує визначеного досить малого значення. Вибір типу і висоти блискавковідводу проводиться виходячи зі значень необхідної ймовірності прориву блискавки $P_{пр}$. В усіх випадках система захисту від прямих ударів блискавки вибирається так, щоб максимально використовувалися природні блискавковідводи (наприклад, установлені на порталах підстанції), а якщо забезпечувана ними захищеність недостатня, то встановлюють додатково стрижневі блискавковідводи [22].

1. Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{34 - 22}{2} = 6,0 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{34 - 28}{2} = 3,0 \text{ м}$$

2. Визначаємо параметри p_1 та p_2

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{6^2 + 8^2} = 10,0 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{3,0^2 + 14^2} = 14,32 \text{ м}$$

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

3. Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що $r_{x1} = p_1$

$r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$h_1 = \frac{0,7 \cdot p_1 + 0,6h_x}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 18,9 + 0,6 \cdot 6}{0,42} = 40,07 \text{ м}$$

$$h_3 = \frac{0,7 \cdot p_2 + 0,6h_x}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 10,0 + 0,6 \cdot 6}{0,42} = 25,24 \text{ м}$$

4. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$L_{12} = L_2 = 22 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 0,7 \cdot 28,1 = 19,67 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 0,6 \cdot 30,86 = 16,86 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{16,86 \cdot (19,67 - 8)}{19,67} = 10,0 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25 \cdot 28,1 = 63,22 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot 28,1 = 119,4 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 19,67 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{16,86(19,67 - 8)}{19,67} = 10,0 \text{ м}$$

5. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 28,0 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 0,7 \cdot 35,3 = 24,71 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 0,6 \cdot 35,3 = 21,18 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{21,18 \cdot (24,71 - 8)}{24,71} = 14,32 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25 \cdot 41,24 = 92,79 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot 41,24 = 175,27 \text{ м}$$

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

$$h_{c34} = h_{03} = 24,71 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{21,18 \cdot (24,71 - 8)}{24,71} = 14,32 \text{ м}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{15,14 \cdot (17,67 - 6)}{17,67} = 9,99 \text{ м}$$

6. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{c13} = 2,25 \cdot 28,1 = 63,22 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25 \cdot 28,1 = 119,4 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 19,67 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 35,3 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 79,42 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 2,25 \cdot h_3 = 150,02 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 24,71 \text{ м}$$

$$h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{19,67 + 24,71}{2} = 22,19 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{16,86 + 21,18}{2} = 19,02 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c \min 13} - h_x)}{h_{c \min 13}} = \frac{19,02 \cdot (22,19 - 8)}{22,19} = 12,2 \text{ м}$$

7. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{28^2 + \left(22 + \frac{28 - 22}{2}\right)^2} = 37,54 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 28,1 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 2,25 \cdot 28,1 = 63,22 \text{ м}$$

$$L_{\max 14} = 4,25h_1 = 4,25 \cdot 28,1 = 119,4 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 28,1 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 35,3 \text{ м}$

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_4 = 79,42 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25 h_4 = 150,02 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 24,71 \text{ м}$$

$$h_{c \min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = \frac{19,67 + 24,71}{2} = 22,19 \text{ м}$$

$$r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{16,86 + 21,18}{2} = 19,02 \text{ м}$$

$$r_{cx14} = \frac{r_{c014} (h_{c \min 14} - h_x)}{h_{c \min 14}} = \frac{19,02 \cdot (22,19 - 8)}{22,19} = 12,2 \text{ м}$$

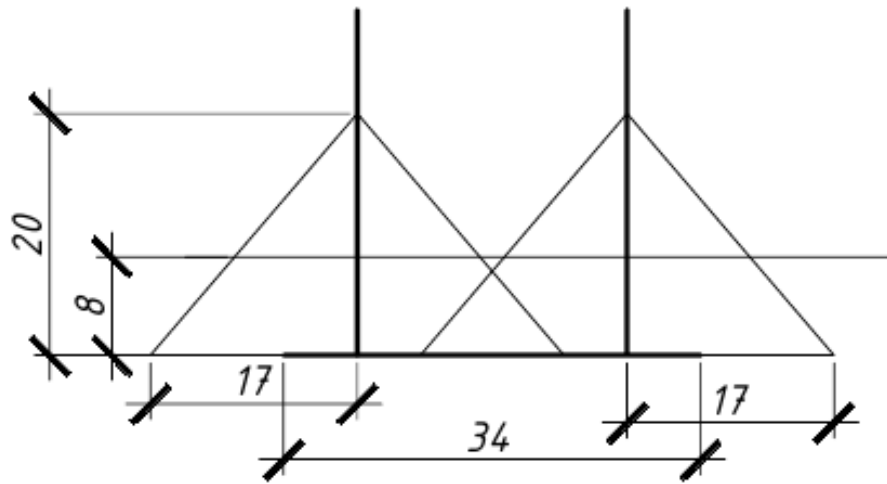


Рис. 4 – Блискавковідводи 1 та 2

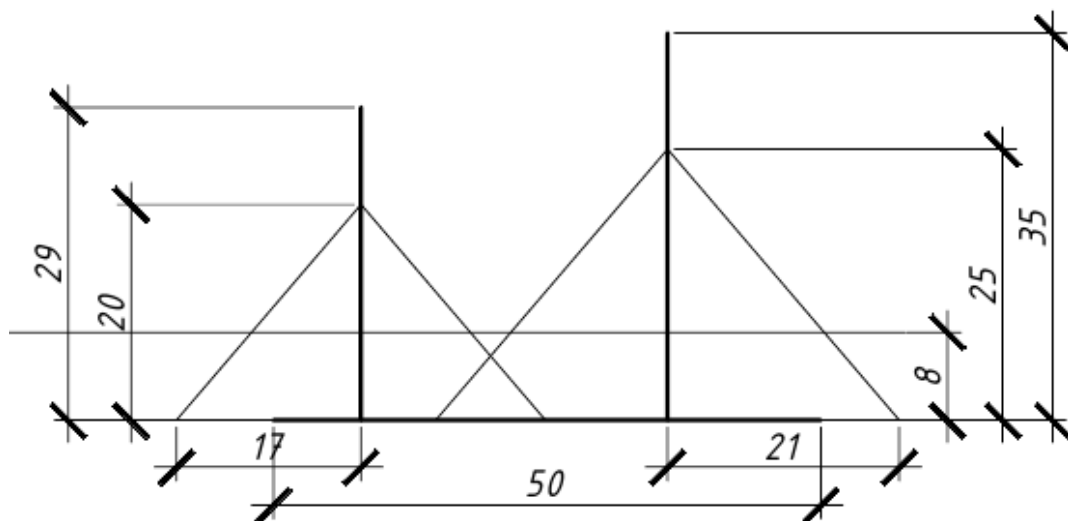


Рис. 5 – Блискавковідводи 1 та 3

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.521 ПЗ

Арк.

67

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.4.4:

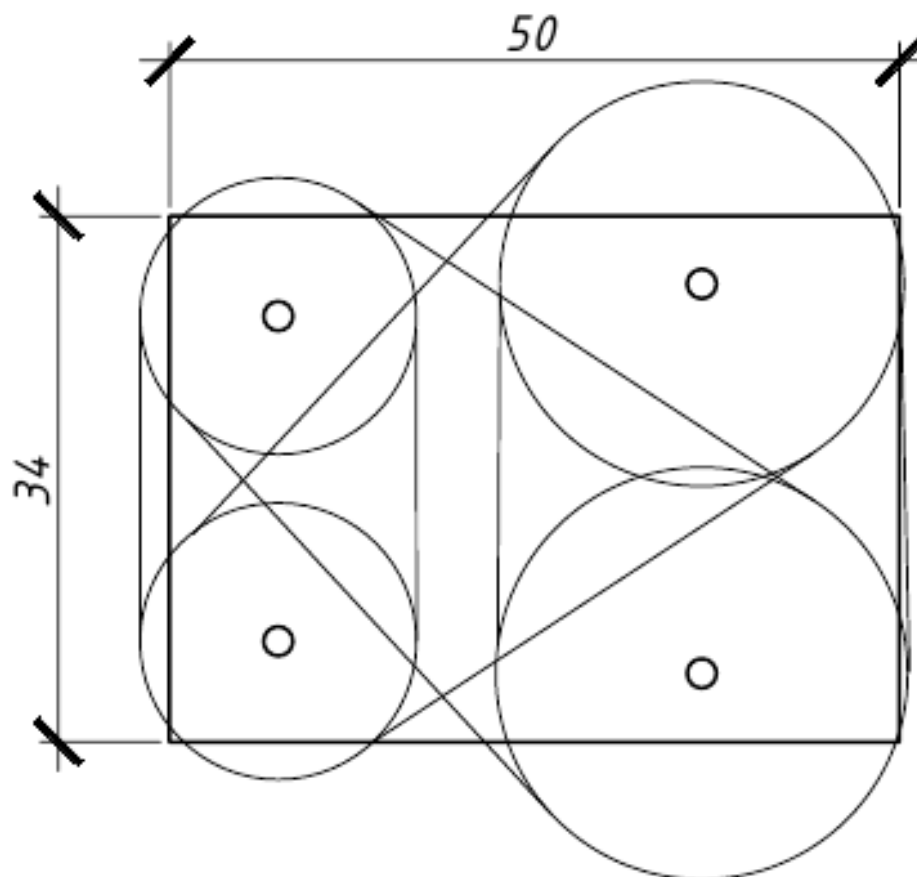


Рисунок 4.2 – Зона захисту підстанції на висоті h_x

4.2 Розрахунок опору контуру заземлення ВРП-220 кВ

Розрахувати опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами табл. 4.2. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП.

Таблиця 4.2 – Вихідні дані

$a, \text{ м}$	$b, \text{ м}$	$\rho_{\text{вим}}, \text{ Ом} \cdot \text{ м}$	$n_{\text{пр}}, \text{ шт}$	$l_{\text{пр}}, \text{ м}$	Тип тросу
220	230	100	1	300	С-70

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.521 ПЗ

Арк.

68

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

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

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

K – сезонний коефіцієнт. Для середньої вологості ґрунту при проведенні вимірів припускаємо, що $K=1,4$.

Опір заземлення системи трос-опора (4.1) [22]:

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} \quad (3.1)$$

де, $R_{тр}$ – опір троса між опорами;

$R_{оп}$ – опір заземлення опори.

$$\text{Опір троса: } R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 300}{1} = 7,2 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори при $100 < \rho_{розр} \leq 500$: $R_{оп} \leq 15$

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{7,2 \cdot 10} = 2,68 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП становить: $R_{тр} = R_{тр-оп} = 10,4 \text{ Ом}$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_{доп} = \frac{R_0 R_{тр}}{R_{тр} - R_0} = \frac{0,5 \cdot 2,68}{2,68 - 0,5} = 0,615 \text{ Ом}$$

де, $R_{доп}$ – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю

$$R_{доп} = 0,5 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір заземлювального контуру ВРП, що складається із сітки вертикальних електродів об'єднаних горизонтальними смугами (4.2) [23]:

					МР 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

$$R_{з.р} = \rho_{розр} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + nl} \right) \quad (3.2)$$

де, L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів.

l – довжина вертикальних електродів $l = 10$ м

n – кількість вертикальних електродів

$$\sqrt{S} = \sqrt{220 \cdot 230} = 225 \text{ м}^2$$

A – коефіцієнт, що залежить від $\frac{10}{225} = 0,0444$. Приймаю $A=0,4$.

Визначимо кількість вертикальних електродів становить:

$$n = 22 \cdot 2 + 23 \cdot 2 = 90$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 220 \cdot 19 + 230 \cdot 23 = 9470 \text{ м}$$

$$R_{з.р} = 140 \cdot \left(\frac{0,406}{225} + \frac{1}{9470 + 90 \cdot 10} \right) = 0,266 \text{ Ом}$$

Так як розрахункове значення $R_{з.р}$ менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення $R_{з.р} < R_з$ (рис. 4.5), то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам [6].

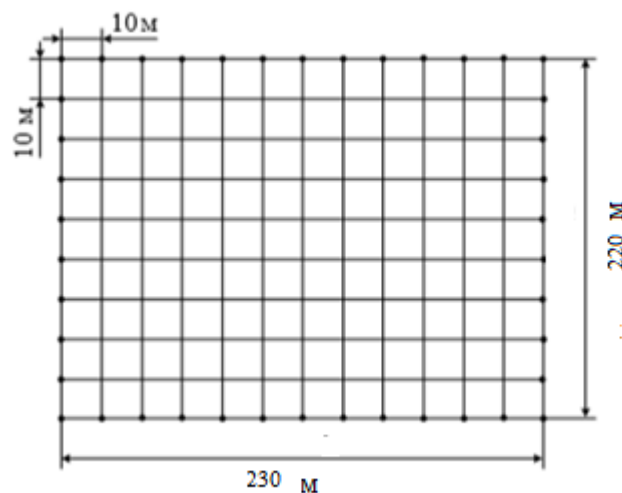


Рисунок 4.3 – Схема заземлювального контуру

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

ВИСНОВОК

У бакалаврській роботі спроектовано електричну мережу, що має кільцеві та радіальні ділянки. Розраховано та обрано напругу номіналом 220 кВ. Обрані марки проводів мережі та силові трансформатори виходячи з класу напруги, потужності споживачів та їх категорій. Побудовано принципову схему мережі на якій показано всі марки проводів і трансформаторів. Відрегульовано напругу на підстанціях, що мають РПН. Загальні втрати в мережі склали близько 1%. В даній роботі знайдено перетоки потужності в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. 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.

Перевірено трансформатор на підстанції в режимі максимального навантаження. Для даної підстанції обрано вимикача на високій стороні, низькій стороні, секційний вимикач на низькій стороні, трансформатори струму на високій та низькій стороні, трансформатори напруги на високій та низькій стороні. Обраний трансформатор власних потреб, котрий встановлюється на низькій стороні. Розраховано необхідну кількість обмоток реле ДЗТ-11.

Захист підстанції від ударів блискавки виконано за допомогою подвійних блискавковідводів, що встановлені на двох порталах. Було визначено оптимальну висоту блискавковідводів та розраховано зону їх покриття. Заземлюючий пристрій підстанції зроблено спільним для робочого, захисного та грозозахисного заземлень.

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. 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.
2. 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.
3. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети : учебник для среднего профессионального образования / А. В. Лыкин. — Москва : Издательство Юрайт, 2022. — 362 с.
4. Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник / П.В. Волох, М.П. Цоколенко, Л.В. Ревенко, В.А. Грінчаненко та ін. - К.: Аграрна освіта, 2014. -506 с.
5. Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.
6. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
7. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матєенко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.
8. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

9. Проектування систем електропостачання залізниць: Навч. посібник / М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, О. Д. Супрун та ін.; за ред. М. М. Бабаєва. – Харків: УкрДУЗТ, 2019. – 291 с.

10. Коліушко Д. Г. Проектування систем електропостачання промислових підприємств : навч.-метод. посібник до виконання курсового проєкту за курсом “Електропостачання промислових підприємств та енергозбереження” : для студентів дистанц. форми навчання за спец.141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка за освітньою програмою 03 “Електропривід, мехатроніка та робототехніка” / Д. Г. Коліушко, Л. В. Асмолова ; Нац. техн. ун-т “Харків. політехн. ін-т”. – Харків : ПромАрт, 2021. – 96 с.

11. Трансформатори силові масляні типу ТМ [Electronic resource] // Трансформатор сервис. URL: <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij-transformatory-silovye-maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/> (accessed: 28.11.2021).

12. Трансформаторы силовые типа ТМ, описание, характеристики, купить, продажа, заказать (Киев, Украина) [Electronic resource]. URL: [//cabex.com.ua/ru/produkcija/transformatori/transformatori_silovie_tipa_tm.html](http://cabex.com.ua/ru/produkcija/transformatori/transformatori_silovie_tipa_tm.html) (accessed: 28.11.2021).

13. В.И. Идельчик. Электрические системы и сети. - 2022. 600 с.

14. ГОСТ 14209-85: “Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.”

15. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.

16. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2013. – 533 с.

17. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних сис-темах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

60909-0:2001, IDT).

18. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних сис-темах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, IDT).

19. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с. ISBN.

20. Козярьський Д.П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярьський, Е.В. Майструк, І.П. Козярьський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.

21. Василець С. В., Василець К. С. Техніка високих напруг: навчальний посібник [Електронне видання]. – Рівне : НУВГП, 2018. – 187 с.

22. Мар'янчук, Е.В. Майструк. Техніка високих напруг. Навчальний посібник. Укл. П.Д. — Чернівці: Рута, 2010. – 90 с.

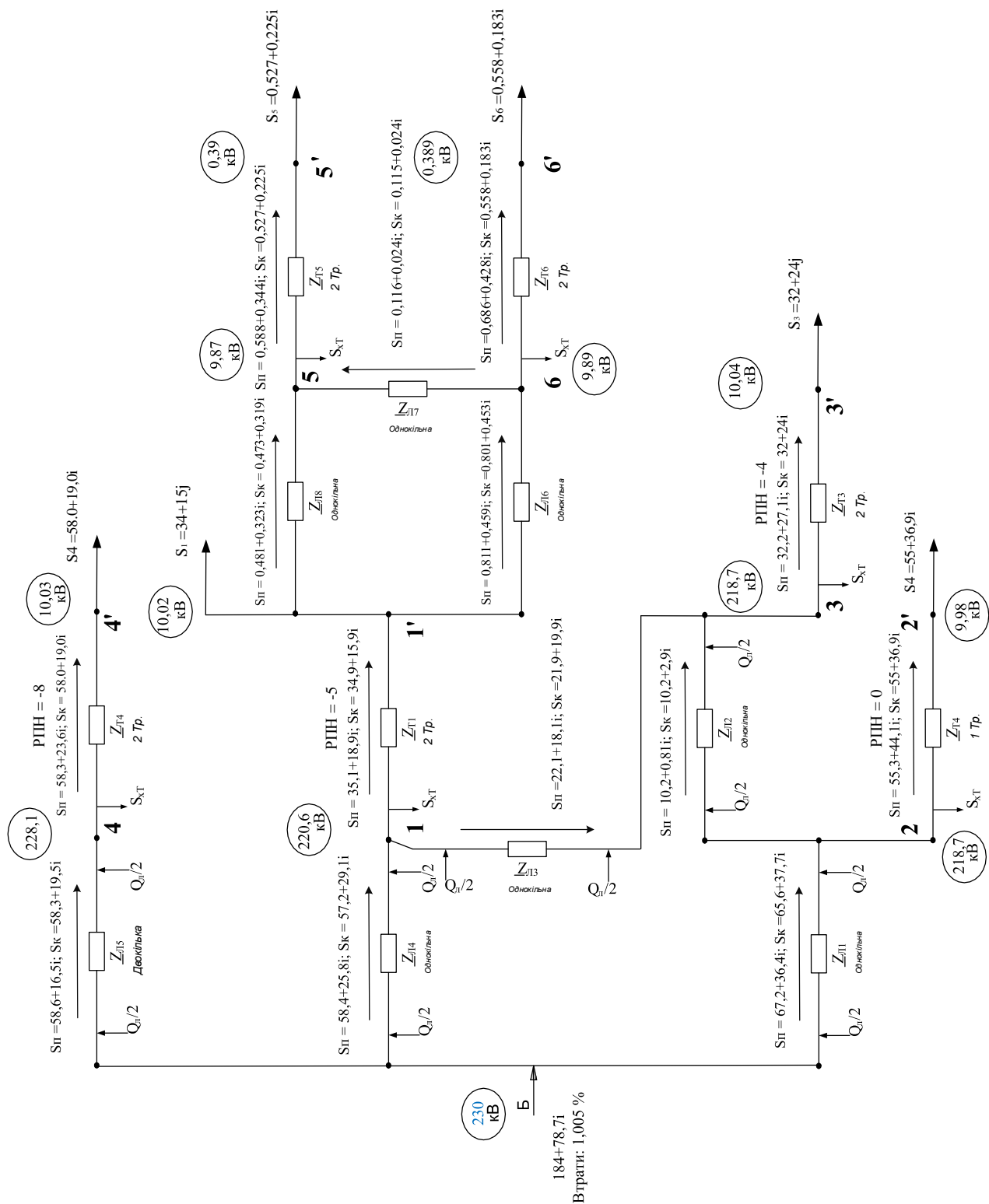
23. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. СО 153-34.21.122-2003. Серия 17. Документы по надзору в электроэнергетике. Вып.27. - М.: ОАО "НТЦ "Промышленная безопасность", 2006 год

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

ДОДАТКИ

					MP 3.6.141.521 ПЗ	Арк.
						75
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

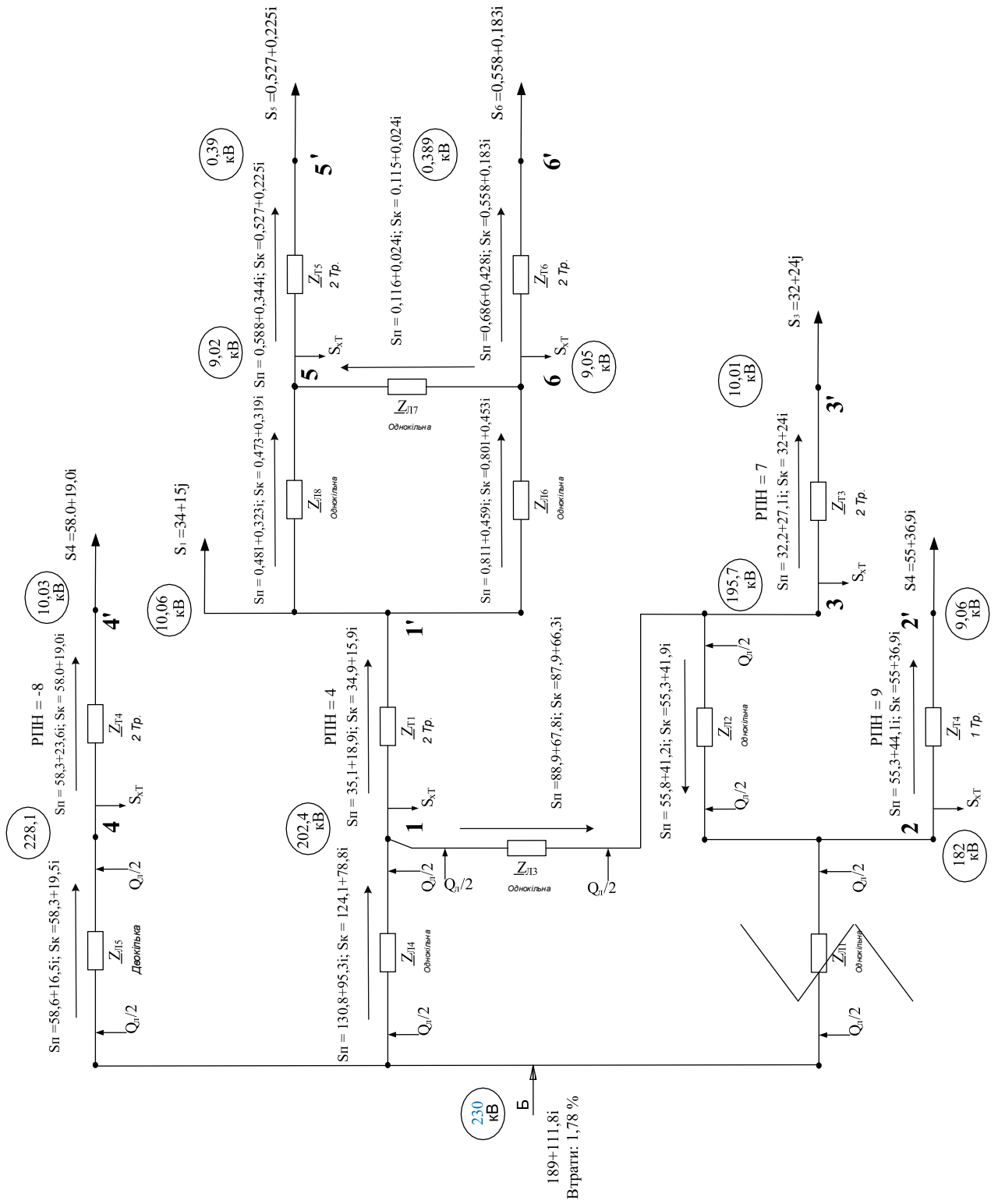
ДОДАТОК А – Максимальний режим



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

MP 3.6.141.521 ПЗ

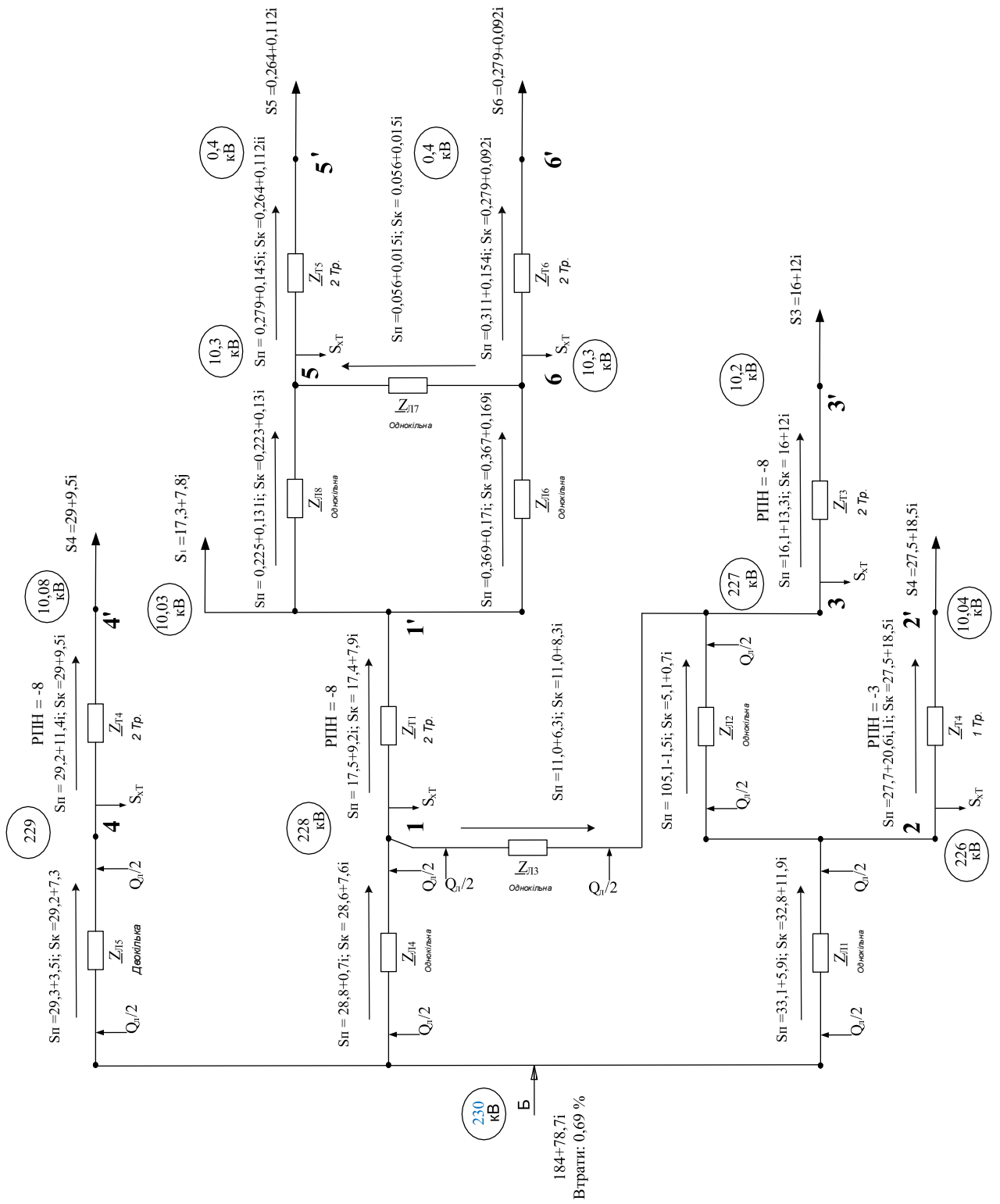
ДОДАТОК Б – Післяварійний режим



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

MP 3.6.141.521 ПЗ

ДОДАТОК В – Мінімальний режим



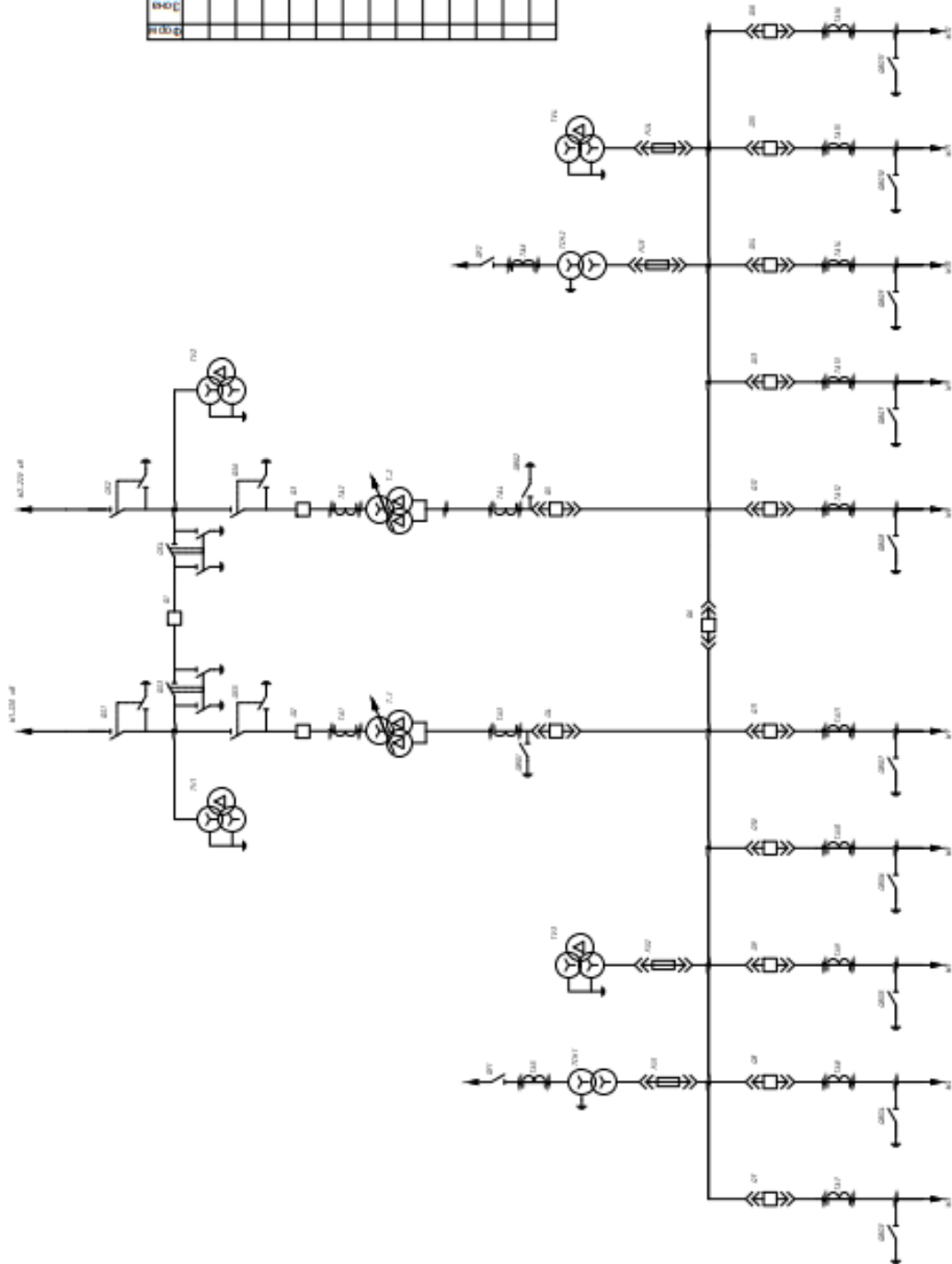
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

MP 3.6.141.521 ПЗ

ДОДАТОК Г – Схема підстанції

Перелік апаратів

№	Позначення	Найменування	№	Прим.
1	T1, T2	Трансформатор напруги ТРЗН-3000/220	2	
2	Q1-Q3	Вимикач ВК-3000-110/10/4	3	
3	Q4-Q5	Вимикач ВК-10-400-40/3	2	
4	Q6	Вимикач ВК-12-31,5/200/13	1	
5	Q7-Q16	Вимикач ВК-10-31,5/30/3	10	
6	Q81-Q86	Роз'єрний апарат РРА-200/30/3 Т1	6	
7	TA1-TA2	Трансформатор струму ТРЗН/300-11	2	
8	TV1, TV2	Трансформатор напруги ТРЗН/300-11	2	
9	FU1-FU4	Роз'єрний виступний апарат	2	
10	Q9Q1-Q9Q3	Вимикач ВК-10-31,5/30/3	3	
11	TA3, TA4	Трансформатор струму ТРЗН-30	2	
12	TA5-TA16	Трансформатор струму ТРЗН-11	12	
13	TV3, TV4	Трансформатор напруги ТРЗН/30-11	2	
14	TV3, TV4	Трансформатор напруги ТРЗН/30-11	2	



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

MP 3.6.141.521 ПЗ

Арк.

79