

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

Робота допущена до захисту
Зав. кафедри електроенергетики
_____ І. Л. Лебединський
" ____ " _____ 2022 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконала студентка гр. ЕТ.м-11 _____Рябченко Н.В.

Керівник: к.т.н., доцент _____Василега П.О.

Консультант
з економічної частини, к.е.н., доцент _____О. М. Маценко

Нормоконтроль _____М. А. Никифоров

Сумський державний університет

Факультет ЕЛІТ

Кафедра електроенергетики

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри електроенергетики

І.Л. Лебединський

“ ___ ” _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ на магістерську роботу

Рябченко Наталії Володимирівни

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі»

затверджена наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 10.12.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи: _____

1. Потужність.

2. Напруга.

3. Активна потужність.

4. Коефіцієнт завантаження.

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

Вступ

1. Розрахунок електричної частини

2. Науково-дослідницька частина

3. Економічна частина

4. Охорона праці

Висновки

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

1. Схема заміщення мережі А

2. Схема заміщення мережі А в режимі максимального навантаження

3. Схема заміщення мережі А в аварійному режимі

4. Схема заміщення мережі А в мінімальному режимі

5. Схема заміщення понижувальної підстанції

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання ви- дав	Завдання прийняв
Економічна частина	Маценко О. М.		

7. Дата видачі завдання 13.09.2022 р.

Керівник роботи _____ П. О. Василега

Завдання прийняла до виконання _____ Н. В. Рябченко

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи
1	Розрахунок електричної мережі	13.09.22 – 25.09.22
2	Розрахунок електричної частини підстанції	26.09.22 – 05.10.22
3	Релейний захист трансформатора.	06.10.22 – 20.10.22
6	Охорона праці.	15.11.22 – 07.12.22
7	Оформлення графічного матеріалу	22.11.22 – 07.12.22
8	Оформлення пояснювальної записки	22.11.22 – 10.12.22
9	Здача роботи на перевірку	10.12.22

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 92, рис. 28, табл. 53, джерел 21

Бібліографічний опис: Рябченко Н. В. Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Н. В. Рябченко; наук. керівник П. О. Васи́лега. – Суми: СумДУ, 2022. – 92 с.

Ключові слова:

електрична мережа, підстанція, силовий трансформатор, розподільні пристрої, вибір обладнання підстанцій, РЗА, джерело живлення, розподільча комірka, вибір силового обладнання, схема електричних з'єднань, перехідні процеси, релейний захист, блискавковідводи, заземлення

электрическая сеть, подстанция, силовой трансформатор, распределительные устройства, выбор оборудования подстанций, РЗА, источник питания, ячейка, выбор силового оборудования, схема электрических соединений, переходные процессы, релейная защита, молниеотводы, заземление

electrical network, substation, power transformer, distribution devices, selection of substation equipment, RZA, power source, distribution cell, selection of power equipment, electrical connection diagram, transient processes, relay protection, lightning conductors, grounding

Короткий огляд: У магістерській роботі проведено розрахунок електричної мережі в трьох режимах роботи: максимального, мінімального навантаження та аварійного режимів. Проведено розрахунок силового обладнання підстанції. Розраховано релейний захист трансформатора та високовольтної лінії.

У розділі охорона праці розглянуто питання безпечної роботи персоналу з високовольтним обладнанням та проведено розрахунок блискавкозахисту та заземлення підстанції.

В економічній частині проведено розрахунок капітальних та річних експлуатаційних витрат ЛЕП та підставній схеми.

У науково-дослідницькій роботі проведено моделювання режиму короткого замикання в мережі 220 кВ з урахуванням роботи реакторів.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ПЛ – повітряна лінія;

ВН – висока напруга;

ДЖ – джерело живлення;

КЛ – кабельна лінія;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НН – низька напруга;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ПС – підстанція;

РПН – регулювання напруги під навантаження;

СН – середня напруга;

ТП – трансформаторна підстанція.

СП – само утриманий ізолюваний провід

К.З. – коротке замикання

РП – розподільний пристрій

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	9
1.1 Вихідні дані.....	9
1.1.1 Проектування конфігурацій електричних мереж	10
1.2 Розрахунок електричної мережі схеми А	12
1.2.1 Визначення довжин ліній.....	12
1.2.2 Розрахунок струмів та напруги без урахування втрат	13
1.1.1 Вибір силових трансформаторів.....	17
1.1.2 Розрахунок потужності й падіння напруги	19
1.3 Аварійний режим роботи електричної схеми А	23
1.4 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми А	25
1.5 Розрахунок електричної частини підстанції	27
1.5.1 Перевірка силового трансформатора	27
1.5.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	31
1.5.3 Вибір високовольтних вимикачів.....	34
1.5.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кВ.	34
1.5.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора та секційного вимикача на боці 10 кВ.....	35
1.5.3.3 Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 220 кВ.....	36

					МР.6.8.141.493 ПЗ			
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі	Літ.	Арк.	Аркуші
Розроб.		Рябченко Н.В.					5	92
Перевір.		Василега П.О.				СумДУ ЕТ.м - 11		
Реценз.								
Н. Контр.		Никифоров М.А.						
Затверд.		Лебединський І.Л.						

1.5.4	Вибір ошиновки розподільних пристроїв	37
1.5.5	Вибір трансформаторів струму й напруги	41
1.5.6	Вибір трансформаторів власних потреб	46
1.6	Розрахунок релейного захисту.....	47
1.6.1	Постановка завдання.....	47
1.6.2	Розрахунок струмів коротких замикань	48
1.6.3	Вибір трансформатору струму й визначення коефіцієнтів чутливості захисту	50
1.6.4	Визначення параметрів вибору запобіжника, побудова графіка час-струмової характеристики.....	52
1.6.5	Побудова карти селективності захисту	54
1.6.6	Перевірка трансформаторів струму	56
2	НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА.....	58
2.1	Моделювання КЗ в мережі 220 кВ з урахуванням реакторів	58
3	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	63
3.1.1	Визначення капітальних витрат.....	63
3.1.2	Визначення річних експлуатаційних витрат	64
4	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	67
4.1	Структура й основні вимоги до електропостачальних систем.....	67
4.2	Обов'язки енергетика	71
4.3	Розрахунок блискавковідводу.....	74
4.3.1	Розв'язання	75
4.4	Визначення заземлювального контуру ВРП	81

4.5	Висновок до розділу	83
	ВИСНОВОК.....	84
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	85
	ДОДАТКИ.....	87

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

У магістерській роботі передбачено аналіз режимів роботи електричної мережі, яка забезпечує електроенергією споживачів, розрахунок електричних частини підстанцій та вибір приладів обліку та розрахунок релейного захисту.

На початку роботи необхідно провести розрахунок схеми живлення 7 потужних електроспоживачів. В обов'язковому порядку, перевірити дану схему в умовах мінімального режиму роботи та аварійного, а саме при умовному обриві найбільш завантаженої лінії в колі живлення. Наступний етап – визначення величини напруги на низькій стороні трансформатора подальше регулювання величини напруги за допомогою РПН.

Окремим пунктом провести перевірку трансформатора на певній підстанції в режимі максимального навантаження. Для даної підстанції необхідно обрати вимикачі на високій стороні, низькій стороні, секційний вимикач на низькій стороні, трансформатори напруги на високій та низькій стороні та трансформатори струму на високій та низькій стороні,. Обрати трансформатор власних потреб, котрий встановлюється на низькій стороні. Крім того, важливим етапом є розрахунок релейного захисту для даної мережі, а саме вибір уставок реле захисту та диференційного захисту трансформатора.

Необхідно розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ, встановлених на двох порталах і двох блискавковідводів, а також розрахувати опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами.

Важливою складовою на сьогоднішній день – це визначити термін окупності силового обладнання розподільної понижувальної підстанції 220/10 кВ.

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
						8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вихідні дані

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.

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл. 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.
	Р	Я	Б	Н	А	Т
X, мм	25	18	22	-20	-13	10
Y, мм	22	16	10	6	20	20
P _{max} , МВт*	56	60	58	23	630	752
cos f	0,78	0,78	0,93	0,88	0,78	0,80
T _{нб} , годин	5210	5220	4920	5540	6250	4180
Категорія	I	II	II	III	I	II

Примітка:

* для споживачів 5 та 6 потужність вказано в кВт.

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

					MP.6.8.141.493 ПЗ			
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рябченко Н.В.			Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі	Літ.	Арк.	Аркуші
Перевір.		Василега П.О.					9	92
Реценз.						СумДУ ЕТ.м - 11		
Н. Контр.		Никифоров М.А.						
Затверд.		Лебединський І.Л.						

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	В
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	3
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max}	0,52

1.1.1 Проектування конфігурацій електричних мереж

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою (1.1)

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

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою (1.2):

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

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.

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	$56 + j45$	$60 + j48$	$58 + j23$	$23 + j12$	$0,63 + j0,50$	$0,752 + j0,56$
S_{min} , МВА	$29 + j23$	$31 + j25$	$30 + j12$	$12 + j6,5$	$0,33 + j0,26$	$0,39 + j0,29$

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови.

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рис. 1.1 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

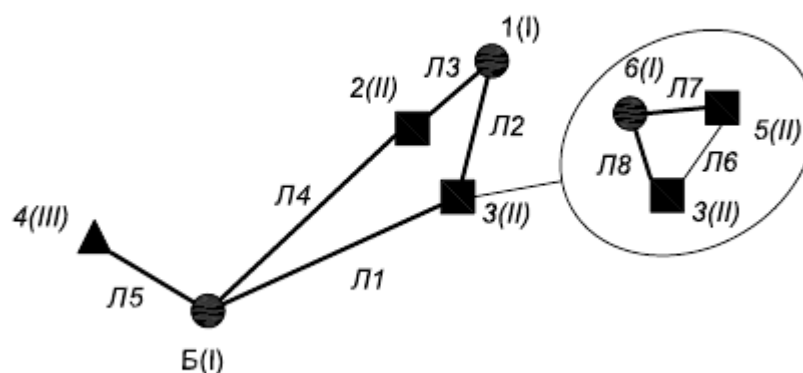


Рисунок 1.1 – Схема А

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;

1.2 Розрахунок електричної мережі схеми А

1.2.1 Визначення довжин ліній

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

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

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

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

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{\text{цеп}}$ за формулою (1.4).

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}} \quad (1.4)$$

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

Довжини ліній із урахуванням провисання проводів показані у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Дійсні довжини ліній

№	Лінія	Довжина, км	Коефіцієнт провисання	Довжина лінії з урахуванням коеф. пров, км
1	А-3 (Л1)	24	1,25	30
2	3-1 (Л2)	12	1,25	15
3	1-2 (Л3)	9	1,25	12
4	А-2 (Л4)	24	1,25	30
5	А-4 (Л5)	21	1,25	26
6	3-5 (Л6)	18	1,25	3
7	3-6 (Л7)	14	1,25	1,7
8	5-6 (Л8)	25	1,25	3,1

1.2.2 Розрахунок струмів та напруги без урахування втрат

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Проведемо розрахунок з урахуванням умовних позначень за схемою на рис. 1.2:

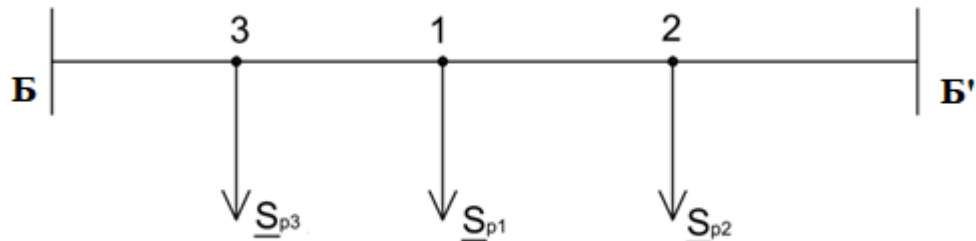


Рисунок 1.2 – Схема кільцевої мережі

Для мережі високої напруги

$$S_{p2} = S_2 = 60 + j48(\text{МВА})$$

$$S_{p1} = S_1 = 56 + j45(\text{МВА})$$

$$S_{p3} = S_3 + S_5 + S_6 = 59 + j24(\text{МВА})$$

$$S_{p4} = S_4 = 23 + j12(\text{МВА})$$

$$S_{Л4} = \frac{S_{p2} \cdot (L_3 + L_2 + L_1)}{L_2 + L_3 + L_4 + L_1} + \frac{S_{p1} \cdot (L_1 + L_2) + S_{p3} \cdot L_1}{L_2 + L_3 + L_4 + L_1} = 86 + j54(\text{МВА})$$

$$S_{Л1} = \frac{S_{p3} \cdot (L_1)}{L_2 + L_3 + L_4 + L_1} + \frac{S_{p2} \cdot (L_2 + L_1 + L_3) + S_{p1} \cdot (L_2 + L_1)}{L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_1}$$

$$= 86 + j54(\text{МВА})$$

$$S_{Л2} = S_{Л1} - S_{p3} = 27 + j30(\text{МВА})$$

$$S_{Л3} = S_{Л4} - S_{p2} = 29 + j15(\text{МВА})$$

$$S_{Л5} = S_{p4} = 23 + j12(\text{МВА})$$

Точка розподілу потоку знаходиться у точці 1 на рис 1.3.

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

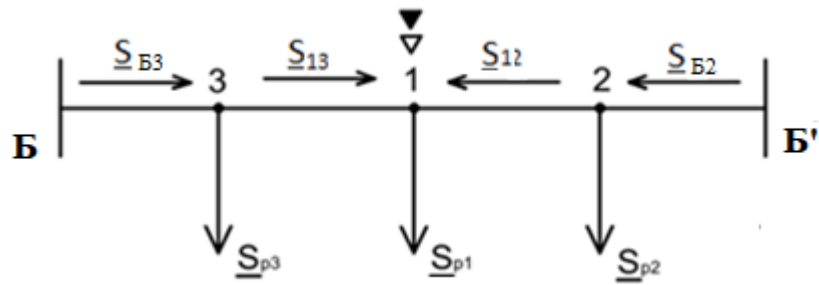


Рисунок 1.3 – Точка розподілу потоку

$$S_{25} = \frac{S_{p5} \cdot (L_{56} + L_{62'}) + S_{p6} \cdot L_{62'}}{L_{25} + L_{56} + L_{62'}} = 0,626 + j0,479(\text{MBA})$$

$$S_{62'} = \frac{S_{p6} \cdot (L_{56} + L_{25}) + S_{p5} \cdot L_{25}}{L_{25} + L_{56} + L_{62'}} = 0,756 + j0,589(\text{MBA})$$

$$S_{65} = S_{62'} - S_{p5} = 0,126 + j0,084(\text{MBA})$$

Точка розподілу потоку знаходиться у точці 6 на рис 1.4.

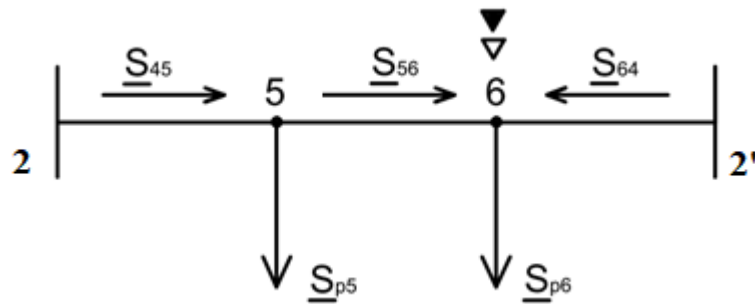


Рисунок 1.4 – Точка розподілу потоку

Виходячи із довжин ліній і потужностей яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова (1.5) [1]:

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

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою (1.6):

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

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

де I – струм у відповідній лінії, А;
 S – повна потужність лінії, МВА;
 U_n – зворотня номінальна напруга.

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою (1.7):

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

де F_e – економічний переріз проводу, мм²;
 I_M – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А;
 j_e – економічна густина струму, А/мм².

У даному проекті для побудови ліній електропередач (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізолювані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Економічна густина струму, А/мм²

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

У табл. 1.6 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.6 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	86+j54	148	-	533	266
Л2	27+30j	89	-	210	105
Л3	29+j15	87	-	173	86
Л4	89+j63	149	-	574	287
Л5	23+j12	88	-	137	69
Л6	0,76+j0,59	16	50	-	-
Л7	0,13+j0,08	7	4	-	-
Л8	0,63+j0,48	15,5	20		

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

У табл. 1.7 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.7 – Вибір проводів мережі

Ділян-ка	Дов-жина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10 ⁻⁶ , См/км		
Л1	31	АС-300/32	0,075+0,42j	2,7	3,9	2,3+13j
Л2	15	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	1,9	1,9+6,7j
Л3	12	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	1,5	1,4+5j
Л4	30	АС-300/32	0,121+0,435j	2,6	6,2	5,9+22j
Л5	26	АС-240/32	0,121+0,435j	2,64	3,3	2,6+11j
Л6	2	АС-50/8	0,62+0,368j	-	-	1,4+0,8j
Л7	2	АС-35/6,5	0,79+0,386j	-	-	1,4+0,7j
Л8	3	АС-35/6,5	0,79+0,386j	-	-	2,5+1,2j

1.1.1 Вибір силових трансформаторів

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на одно трансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього (1.8):

$$S_{\text{Тном}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}} \quad (1.8)$$

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

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

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

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою (1.9):

$$S_{\text{Т}} \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (1.9)$$

Коефіцієнт завантаження навантаження трансформатора розраховується за формулою (1.10) :

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{Тном}}} \quad (1.10)$$

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

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
						17
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби. Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію. Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.8.

Таблиця 1.8 - Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	Р сп, МВА	Категорія сп	N тр.	S _{розр} (1-го тр), МВА	S _{ном} (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
1	72	I	2	51	63	0,57	ТРДЦН-63000/220
2	78	II	2	55	63	0,61	ТРДЦН-63000/220
3	45	II	2	63	45	0,49	ТРДН-40000/220
4	26	III	1	26	40	0,65	ТРДН-40000/220
5	0.808	II	2	0.58	0.63	0.64	ТМ-630/10
6	0,94	I	2	0,67	1	0.67	ТМ-1000/10

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

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

Опір трансформаторів розраховується за формулою (1.11) та (1.12):

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.11)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.12)$$

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

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

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

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

U_K – напруга короткого замикання, %.

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у табл. 1.9 та 1.10.

Таблиця 1.9 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

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								
ТРДН-40000/220	40	220	11	12	170	50	0,8	±9	1.78	5,6	100,7
ТРДЦН-63000/220	63	220	11	12	300	82	0,8	±8	1,5	3,9	100,7

Таблиця 1.10 – 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-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

1.1.2 Розрахунок потужності й падіння напруги

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній і зарядної потужності [1].

Активний та реактивний опір лінії визначаємо за формулою (1.13) та (1.14), Ом:

$$R_l = r_0 \cdot l_i \quad (1.13)$$

$$X_l = x_0 \cdot l_i \quad (1.14)$$

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

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії визначаємо за формулою (1.15), Ом:

$$Z_l = R_l + j \cdot X_l \quad (1.15)$$

Зарядна потужність лінії визначаємо за формулою (1.16):

$$Q_l = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (1.16)$$

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

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

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Параметри ліній за схемою А

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км		
Л1	31	АС-300/32	0,075+0,42j	2,7	3,9	2,3+13j
Л2	15	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	1,9	1,9+6,7j
Л3	12	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	1,5	1,4+5j
Л4	30	АС-300/32	0,121+0,435j	2,6	6,2	5,9+22j
Л5	26	АС-240/32	0,121+0,435j	2,64	3,3	2,6+11j
Л6	2	АС-50/8	0,62+0,368j	-	-	1,4+0,8j
Л7	2	АС-35/6,5	0,79+0,386j	-	-	1,4+0,7j
Л8	3	АС-35/6,5	0,79+0,386j	-	-	2,5+1,2j

Розрахунок втрат потужності [1] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у табл. 3.6 та 3.7 даного документу), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

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

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

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;
 Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;
 Z - опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2].

Розрахунок напруги проводимо за формулою (1.18):

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

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

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховуємо за формулою (1.19), %:

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

Розраховуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.1. Розрахунок починаємо з знаходження точки потякорозподілу.

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.12 та 1.13. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у табл. 1.14.

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку потужностей на лініях

Ділянка	S кінцева, МВА	ΔS , МВА*	S початкова, МВА	Iрозр, А	Iдоп, А
Л1	87,2 + 58,9j	0,67 + 2,9j	87,9 + 60,2j	4279	830
Л2	26,6 + 31,8j	0,06 + 0,23j	26,6 + 31,1j	107	605
Л3	29,8 + 17j	0,03 + 0,12j	29,8 + 16,8j	90	605
Л4	90,2 + 69,6j	0,79 + 3,4j	91,1 + 97,2j	303	605
Л5	23,2 + 13,2j	0,046 + 0,16j	23,2 + 11,7j	68	730
Л6	0,83 + 0,69j	0,017 + 0,009j	0,85 + 0,7j	63	210i
Л7	0,19 + 0,12j	0,007 + 0,003j	0,19 + 0,12j	13	175
Л8	0,19 + 0,12j	0,007 + 0,003j	0,19 + 0,12j	106	175

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку потужностей на трансформаторах

Ділянка	S кінцева, МВА	ΔS , МВА	S початкова, МВА
1-1'	56 + 45j	0,19 + 4,9j	56,4 + 50,8j
2-2'	60 + 48j	0,22 + 5,6j	60,4 + 55j
3-3'	62 + 24,8j	0,156 + 4,04j	60,6 + 29,9j
4-4'	23 + 12,4j	0,072 + 2,05j	23,1 + 14,8j
5-5'	0,63 + 0,51j	0,007 + 0,028j	0,64 + 0,57j
6-6'	0,75 + 0,56j	0,005 + 0,024j	0,76 + 0,64j

$$S_A = 233 + 119j \text{ МВА}$$

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	Uном, кВ	U, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	
1	220	224	
2	220	225	
3	220	226	
4	220	229	
5	10	9,8	

Продовження табл. 1.14

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

6	10	9,7	
1'	10	9,98	-7
2'	10	10	-7
3'	10	10,03	-7
4'	10	10,1	-8
5'	0,38	0,394	
6'	0,38	0,387	

В додатку Б показано схему заміщення мережі А.

1.3 Аварійний режим роботи електричної схеми А

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів І категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів ІІ категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Для електроспоживачів ІІІ категорії перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елементу системи електропостачання, повинна не перевищувати однієї доби.

У після аварійному режимі напруга на джерелі живлення приймається рівною режиму максимальних навантажень.

У аварійному режимі у відповідності з правилами [2] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$.

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 1.4. Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму показано у табл. 1.15, 1.16.

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

Таблиця 1.15 – Результати розрахунків потужностей в лініях під час аварійного режиму

Ділянка	S кінцева, МВА	ΔS , МВА	S початкова, МВА	I розр, А	I доп, А
Л1	178 + 134j	3,05 + 13,3j	181,5 + 145,7j	610	830
Л2	116,9 + 104j	0,95 + 3,4j	117,9 + 106,3j	417	605
Л3	60,4 + 54j	0,19 + 0,68j	60,6 + 54j	212	605
Л4	-	-	-	-	830
Л5	23,2 + 13,2j	0,046 + 0,16j	23,2 + 11,7j	68	730
Л6	0,83 + 0,69j	0,017 + 0,009j	0,85 + 0,7j	63	210i
Л7	0,19 + 0,12j	0,007 + 0,003j	0,19 + 0,12j	13	175
Л8	0,19 + 0,12j	0,007 + 0,003j	0,19 + 0,12j	106	175

Таблиця 1.16 – Результати розрахунків потужностей в трансформаторах під час аварійного режиму

Ділянка	S кінцева, МВА	ΔS , МВА	S початкова, МВА
1-1'	56 + 45j	0,19 + 4,9j	56,4 + 50,8j
2-2'	60 + 48j	0,22 + 5,6j	60,4 + 55j
3-3'	60,3 + 24,8j	0,156 + 4,04j	60,6 + 29,9j
4-4'	23 + 12,4j	0,072 + 2,05j	23,1 + 14,8j
5-5'	0,63 + 0,51j	0,007 + 0,028j	0,64 + 0,57j
6-6'	0,75 + 0,56j	0,005 + 0,024j	0,76 + 0,64j

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунків напруг у вузлах під час аварійного режиму

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	ступінь РПН
А	230	230	
1	220	216	
2	220	214	
3	220	219	

4	220	229	
5	10	9,59	
6	10	9,41	
1'	10	10	-3
2'	10	10,04	-5
3'	10	9,99	4
4'	10	10,01	-8
5'	0,38	0,392	
6'	0,38	0,384	

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 В.

1.4 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми А

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 1.4 потужність споживачів дорівнює (1.20):

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

де P_{max} – потужність максимального режиму;

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

Розрахунок виконуємо аналогічний, результати розрахунку потужностей під час мінімального режиму показано у табл. 1.18 та 1.19.

					МР.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
						25
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.18 – Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

Ділянка	S кінцева, МВА	ΔS , МВА	S початкова, МВА	I розр, А	I доп, А
Л1	45,4 + 27,8j	0,173 + 0,76j	45,5 + 26,6j	138	830
Л2	13,8 + 15,6j	0,016 + 0,06j	13,8 + 14,6j	53	605
Л3	15,5 + 8,4j	0,001 + 0,004j	15,5 + 7,75j	45	605
Л4	46,9 + 33,4j	0,21 + 0,89j	47,1 + 32,4j	150	605
Л5	12,1 + 5,73j	0,012 + 0,04j	12,1 + 4,1j	33	830
Л6	0,43 + 0,376j	0,005 + 0,003j	0,437 + 0,378j	33	265
Л7	0,099 + 0,068j	0,0002 + 0,09j	0,099 + 0,068j	7	210
Л8	0,694 + 0,636j	0,022 + 0,011j	0,716 + 0,657j	55	210

Таблиця 1.19 – Результати розрахунків потужностей в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	S кінцева, МВА	ΔS , МВА	S початкова, МВА
1-1'	29,1 + 23,4j	0,0514 + 0,133j	29,3 + 25,7j
2-2'	31 + 25j	0,059 + 1,52j	31,4 + 27,6j
3-3'	31,3 + 12,9j	0,04 + 1,09j	31,5 + 15,1j
4-4'	11,9 + 6,46j	0,019 + 0,55j	12,1 + 7,37j
5-5'	0,328 + 0,263j	0,002 + 0,007j	0,333 + 0,308j
6-6'	0,391 + 0,293j	0,001 + 0,006j	0,397 + 0,352j

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у табл. 1.12.

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

Таблиця 1.20 – Результати розрахунку напруг у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
Б	220	220	
1	220	227	

Знаходимо S_{mp}

$$S_{mp} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{85,71}{1,4} = 61,22 (МВА)$$

Обираємо відповідно до номіналу потужність трансформатора

$$S_{ном} = 63 (МВА)$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою (1.21):

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

Результати заносимо до табл. 1.22.

Таблиця 1.22 – Денний графік навантаження у МВт підстанції

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Нав-ня, МВА	34,3	38,6	51,4	77,1	77,1	77,1	64,3	82,0	77,1	85,0	96,0	82,0

Побудуємо графік навантаження, який зображено на рис. 1.5.

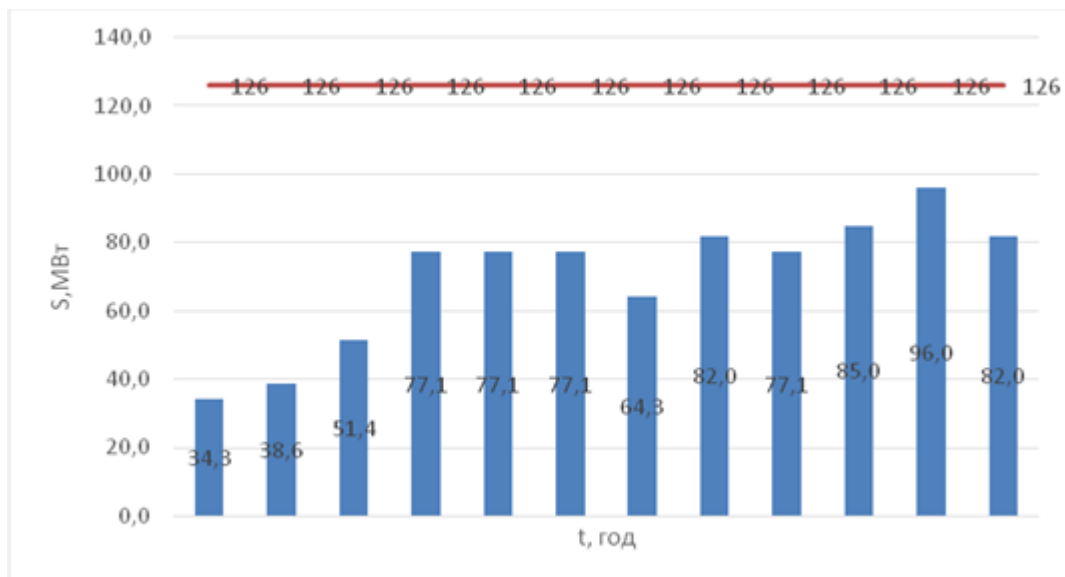


Рисунок 1.5 – Графік навантаження нормального режиму роботи

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за наступною формулою (1.22):

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

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.

$$K_1 = \frac{1}{126} \cdot \sqrt{\frac{34,3^2 \cdot 2 + 38,2^2 \cdot 2 + 51,4^2 \cdot 2 + 77,1^2 \cdot 8 + 64,3^2 \cdot 2 + 82^2 \cdot 4 + 85^2 \cdot 2 + 96,0^2 \cdot 2}{24}} = 0,62$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора (1.23):

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

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

$$K_2' = 0$$

Максимальне перевантаження трансформатора становить:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{96,0}{126} = 0,761$$

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

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

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 0,761 = 0,685; K_2' = 0,685$$

За державним стандартом України з урахуванням еквівалентної температури (-10 C) і часу перевантаження $t = 4$ годин для нормального режиму табл. 1.24.

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
						29
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.23 – Коефіцієнт перенавантаження для нормального режиму

	0,6	0,7
0,5	1,55	1,52

$$K_{12ГОСТ} = 1,55 - \frac{1,55 - 1,52}{100} \cdot 96 = 1,54$$

За державним стандартом України з урахуванням еквівалентної температури (+20 С) і часу перевантаження $t = 4$ годин для аварійного режиму табл. 1.25, рис. 1.6.

Таблиця 1.24 – Навантаження аварійного режиму роботи трансформатора

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Нав-ня, МВА	34,3	38,6	51,4	77,1	77,1	77,1	64,3	82,0	77,1	85,0	96,0	82,0

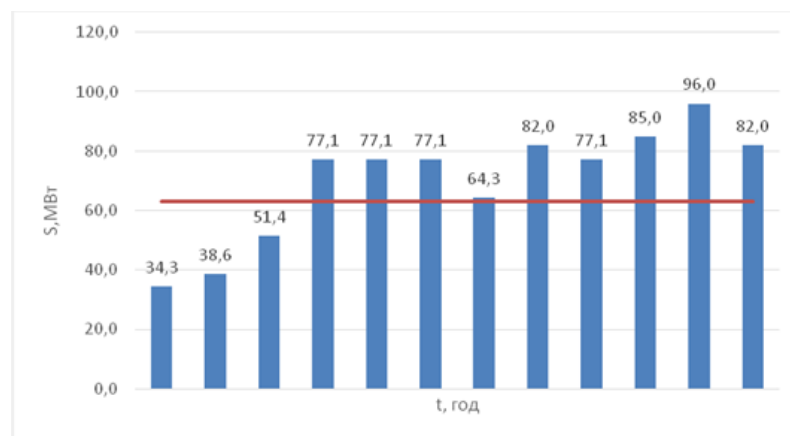


Рисунок 1.6 – Графік навантаження аварійного режиму роботи трансформатора

$$K_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{34^2 \cdot 2 + 38,6^2 \cdot 2 + 51,4^2 \cdot 2}{6}} = 0,667$$

$$K_2' = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{77,1^2 \cdot 8 + 64,3^2 \cdot 2 + 82^2 \cdot 4 + 85^2 \cdot 2 + 96^2 \cdot 2}{18}} = 1,397$$

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{96,0}{63} = 1,523$$

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,523 = 1,371$$

$$K_2' = 1,397$$

Знайдемо допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора при аварійному роботі мережі табл.1.26.

Таблиця 1.25 – Допустимий коефіцієнт навантаження

	0,6	0,7
12	1,4	1,4

$$K_{12ГОСТ} = 1,4 - \frac{1,4 - 1,4}{100} \cdot 96 = 1,4$$

Для трансформаторів із системою охолодження М. Порівнюємо значення K_2 за ГОСТом і реальне. Значення K_2 за ГОСТом ($K_2 = 1,54$) більше, ніж реальне ($K_2 = 1,39$), тому даний трансформатор задовольняє умові.

1.5.2 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. 1.7.

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

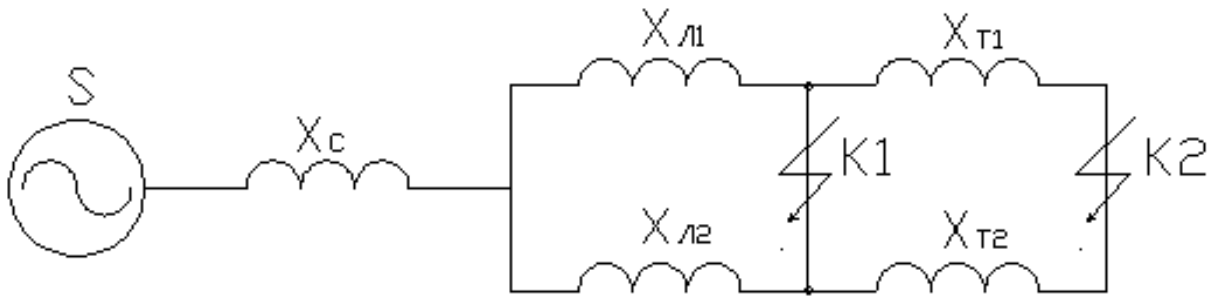


Рисунок 1.7– Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

$$X_C = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_C} = \frac{220^2}{3000} = 16,13 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{\text{Л}} = \frac{X_{\text{Л1}} \cdot X_{\text{Л2}}}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}}} = \frac{29,44 \cdot 25,51}{29,44 + 25,51} = 13,66 \quad \text{Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 63 \quad (\text{МВА})$

$$\text{Опір трансформатора } X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 220^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 80,6 \quad (\text{Ом});$$

$$\text{Опір трансформаторів } X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{80,7}{2} = 40,3 \quad \text{Ом}.$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1

$$I_{K1} = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{\text{Л}})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,13 + 13,66)} = 4,26 \quad (\text{кА});$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{\text{Л}} + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,13 + 13,66 + 80,66)} = 1,81 \quad (\text{кА}).$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 1,81 \cdot \frac{220}{10} = 39,84 \quad (\text{кА}).$$

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,26 = 9,70 \text{ (кА)};$$

$$\text{у точці } K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 39,84 = 90,71 \text{ (кА)}.$$

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.

$$\text{для } K_1 i_a = \sqrt{2} \cdot 4,26 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,02}} = 0,546 \text{ (кА)};$$

$$\text{для } K_2 i_a = \sqrt{2} \cdot 39,84 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 7,62 \text{ (кА)}.$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 4,26^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,54 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$\text{для } K_2 B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 39,84^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 238,11 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

В табл. 1.27 наведено результат всіх розрахунків

Таблиця 1.26 – 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)	4,262	9,70	4,262	0,547	1,544
Шини 10 кВ (K_2)	39,84	90,717	39,842	7,626	238,113

1.5.3 Вибір високовольтних вимикачів

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231,4 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092,2 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546,11 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509,22 \text{ А.}$$

1.5.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кВ.

Вибір вимикачів наведений у табл. 1.27. Каталожні параметри вимикача узяті з [3]. В табл. 1.28 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача.

Таблиця 1.27 - Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	231,46 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,26 кА	40 кА
$I_{y\partial} \leq I_{СКВ}$	9,70 кА	102 кА
$I_{n\tau} \leq I_{ОткНом}$	4,26 кА	50 кА
$I_{a\tau} \leq I_{aном}$	0,54кА	9,2 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,54 кА ² ·с	7500 кА ² ·с

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

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

В табл. 1.29 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача у колі трансформатора.

Таблиця 1.28 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	5092,22 А	12500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	36,84 кА	140кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	90,71 кА	355 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	36,84 кА	140 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	7,62 кА	42
$B_K \leq I_T^2 t_r$	238,11 кА ² ·с	58800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВВОА-15-140/12500УЗ.

В табл. 1.30 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача секційного на боці 10 кВ.

Таблиця 1.29 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	2546,11 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	39,84кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	90,71 кА	100 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	39,84 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	7,62 кА	12 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	238,11 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВЕ-10-40/3150УЗ

1.5.3.3 Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 220 кВ

В табл. 1.31 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача на лінії, що відходить, 10 кВ.

Таблиця 1.30 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	0	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509,22 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	39,84кА	40 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	90,71 кА	100 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	39,84 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	7,62 кА	12 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	268,11 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВЕ-10-40/1600УЗ.

У табл. 1.32 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 1.31 – Вибір роз'єднувача 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	231,46 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	9,70 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,54 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

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

1.5.4 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

В РУ 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелегалюмінієвими проводами марки АС.

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{\min} = \frac{I_{\text{трив}}}{j_e}$$

де j_e - економічна щільність струму

$[j_e] = \frac{A}{\text{мм}^2}$; $j_e = 1,1$ - для неізолюваних алюмінієвих проводів (при

$T_{\text{нб}} = 4880$ ч - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{\min} = \frac{231}{1,1} = 210 \text{ мм}^2$$

Можемо обрати провід АС 240/32, найближчий до розрахованого

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{\max} = 231 \text{ А}$$

$$I_{\text{дон}} = 605 \text{ А}$$

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

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$$

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{1,54}}{91 \cdot 10^{-3}} = 13,65 \text{ мм}^2,$$

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

Умова виконується $13,65 \leq 240$.

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 $I_{\text{кз}} = 4,26 \text{ кА}$ - отже умова не виконується.

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
						37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 220 кВ за умовами корони повинен бути не менше 120 мм², 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:

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

$$I_{\text{раб.нб}} = 5092 \text{ кА}$$

По $I_{\text{раб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 120×10 з трьома смугами на фазу, для цих шин $I_{\text{доп ном}} = 5300 \text{ А}$ обрали із табл. А2.

$I_{\text{раб.нб}}$ - 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 25⁰ С , нормована температура жил 70⁰ С і температурі середовища 20⁰ С).

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп ном}} \cdot k_n = 5300 \cdot 1,05 = 5565 \text{ А -}$$

$$5090 \text{ А} \leq 5565 \text{ А}$$

Нерівність виконується.

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

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

q_{min} - мінімальний переріз за термічною стійкістю.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{238,11}}{91 \cdot 10^{-3}} = 169,57 \text{ мм}^2$$

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

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

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, $см^2$.

$$\gamma = \frac{bh^3}{12} = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 0,83 \text{ см}^4$$

b - товщина шини, см;

h - ширина шини, см.

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{83,33}{10 \cdot 1}} = 222,21 \text{ Гц}$$

4) Перевірка шини на міцність

f_c - сила взаємодії між смугами

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

k_ϕ - коефіцієнт форми шин (рис. 1.8), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

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

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot 0,4 \cdot \frac{90710^2}{1} = 82,29 \left(\frac{H}{M} \right)$$

Механічна напруга між смугами

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12 \cdot W_c} = \frac{82,29 \cdot 2,48^2}{12 \cdot 33} = 1,26 \text{ (МПа)}$$

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

$$l_n = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_c}{i_{y0}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_c}{k_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{0,02}{90710}} \cdot \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 144}{0,4}} = 2,48 \text{ (м)}$$

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

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

W_c - момент опору між смугами.

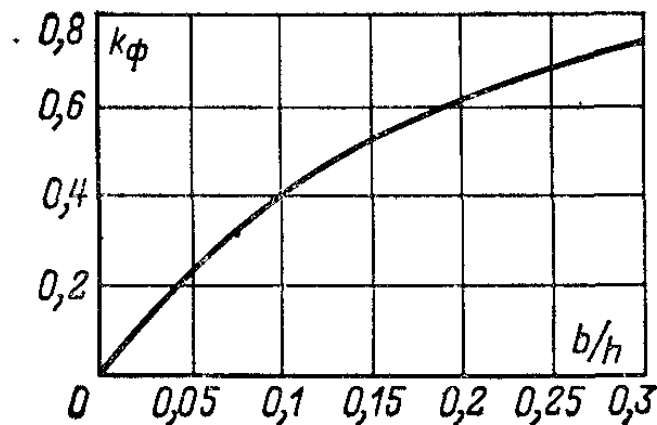


Рисунок 1.8 – Криві для визначення коефіцієнта k_ϕ для двосмугових шин при $a_n = 2b$

Механічна напруга між фазами

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W_\phi \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(90,71 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5^2}{16,66 \cdot 0,5} = 38,48 \text{ МПа}$$

$$W_\phi = \frac{bh^4}{6} = \frac{1 \cdot 10^4}{6} = 16,66 \text{ (см}^3\text{)}$$

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

$\sigma_{расч}$ - розрахунковий механічний напрямок у матеріалі шин, МПа,

$\sigma_{дон} = 82,5$ МПа - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву.

$$\sigma_{розр} = (38,48 + 1,26) \cdot 10^6 \leq 171,5 \cdot 10^6$$

Умова механічної міцності трисмугової шини виконується.

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

1.5.5 Вибір трансформаторів струму й 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, ватметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинях 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 1.33.

Таблиця 1.32 – 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. Вимикач на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведений у табл. 1.34-1.36.

Таблиця 1.33 – 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
$I_{расч} \leq I_{ном}$	231,46 А	300 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	9,70 кА	25
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,54 кА ² ·с	288,12 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,82 Ом	4800 Ом

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

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 $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

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

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F},$$

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

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

F - перетин жил, $мм^2$,

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

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 1.34 – Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	5092,2 А	6000 А
$i_y \leq i_{дин}$	90,71 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	7,62 $кА^2 \cdot с$	1200 $кА^2 \cdot с$

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 $4мм^2$ для алюмінієвих жил.

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

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

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

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 ТШВ-15. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Таблиця 1.35 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509,22 А	600 А
$i_y \leq i_{дин}$	90,71 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	7,62 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;

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

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 ка-
беля $l = 40 \text{ м}$

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

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 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точно-
сті 0,5. Вибираємо трансформатор ТОЛ-10. Цей трансформатор струму відпо-
відає умовам вибору.

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та
за потужністю. На боці високої напруги (220 кВ) обираємо трансформатори
НКФ-220-58У1 табл. 1.37, на боці 10 кВ – НОМ-10-66У2 табл. 1.38, викорис-
товуючи дані із таблиць наведених у довідниках [2],[3].

Таблиця 1.36 – Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Пер- винної, кВ	Основної вторинної, В	Додат- кової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ- 220- 58У1	$150/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 1.37 – 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

1.5.6 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. 1.39.

Таблиця 1.38 – 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. ТРДЦН-63000/220	2	29	0,83	0,672	58	38,9
Підігрів вимикачів на напрузі 220 кВ	3	3,6	1	0	162	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					233	38,9

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

$$S_{ТСН} \geq S_{СН},$$

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

					МР.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{83^2 + 60,39^2} = 82,11$$

тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 82,11 кВА.

Приймаємо два трансформатора ТМ-63/10. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $82,11 / 63 = 1,30$, що допустимо.

1.6 Розрахунок релейного захисту

1.6.1 Постановка завдання

Необхідно вибрати робочі уставки захисту ПЛ-10кВ. Схема лінії зображено на рис. 1.9. На ній зазначено необхідні вихідні дані: опір і ЕРС живильної системи (однакові для максимального й мінімального режимів), зведені до шин 10 кВ живильної підстанції; параметри ділянок основної лінії й відгалужень; параметри трансформаторів. Необхідні дані приведено в табл.1.40-1.42.

Таблиця 1.39 – Вихідні дані проводів ліній

Марка проводів							Тип реле
1	2	3	4	5	6	7	
АС – 35	А – 25	ПС – 35	ПС – 25	АС – 35	АС – 35	АС – 35	РТВ – І

Таблиця 1.40 – Вихідні дані довжин ліній та типу запобіжника

№ схеми	Тип запобіжника	Довжина ділянки, км						
		1	2	3	4	5	6	7
2,4	HS	1,2	1,6	10	4	1	8	2

Таблиця 1.41 – Вихідні дані потужностей споживачів

Споживана потужність, кВА					
S1	S2	S3	S4	S5	S6
75	85	95	45	45	25

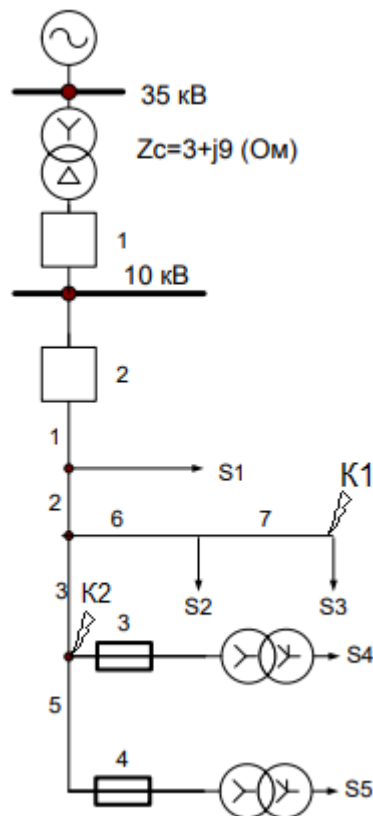


Рисунок 1.9 – Схема заміщення

ЕРС системи беруть такою, що дорівнює середній номінальній напрузі (10,5 кВ). На ПЛ-10 кВ установлений максимальний струмовий захист, виконаний за двофазною дворелейною схемою з реле, тип якого зазначений у завданні.

1.6.2 Розрахунок струмів коротких замикань

Для цього намічаємо розрахункові точки КЗ, найбільш віддалені від живильної підстанції (точки K_1 і K_2). Визначаються опори ділянок ліній і відгалужень. Розрахунок зручно звести в таблицю. Значення опорів ($r_{нит}$, $x_{в.нит}$ і $x_{н.нит}$) наведені в додатку А (табл. А.1). Внутрішній індуктивний опір ($x_{в.нит}$) характерний тільки для сталевих проводів. Як відомо, цей опір залежить від значення струму у провіднику й тому точний розрахунок струмів КЗ для таких проводів є досить трудомістким. Для спрощення розрахунків струмів КЗ для ліній у яких опір ділянок зі сталевими проводами становить незначну частину загального опору до точки короткого замикання, допускається брати деякі

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

середні значення $x_{в.нит}$, що відповідають струму КЗ приблизно 150 А. При більших струмах КЗ ці опори зменшуються. Таким чином, зазначене допущення створює деякий запас при розрахунку максимального струмового захисту лінії, табл. 1.43.

Таблиця 1.42 – Розрахунок опору ділянок

Ділянки лінії	Довжина, км	Марка провoda	$r_{нит}$ Ом/км	$x_{в.нит}$ Ом/км	$x_{н.нит}$, Ом/км	$x_{в.нит} + x_{н.нит}$, Ом/км	r , Ом	$x_{в} + x_{н}$, Ом
1	1,2	АС-35	0,773	-	0,4	0,4	0,928	0,48
2	1,6	А-25	1,14	-	0,4	0,4	1,824	0,64
3	10	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	45	16
4	4	ПС-25	6,2	1,4	0,4	1,8	24,8	7,2
5	1	АС-35	0,773	-	0,4	0,4	0,773	0,4
6	8	АС-35	0,773	-	0,4	0,4	6,184	3,2
7	2	АС-35	0,773	-	0,4	0,4	1,546	0,8

Визначаються сумарні активний та індуктивний опори до розрахункової точки КЗ K_1 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 3 + 0,928 + 1,824 + 6,184 + 1,546 = 13,482 \text{ (Ом)}$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 9 + 0,48 + 0,64 + 3,2 + 0,8 = 14,12 \text{ (Ом)}$$

Повний опір до точки K_1

$$Z_{k1} = \sqrt{(r_{k1})^2 + (x_{k1})^2} = \sqrt{(13,482)^2 + (14,12)^2} = 19,52 \text{ (Ом)}$$

Струм при трифазному КЗ у точці K_1

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 19,52} = 310,56 \text{ (А)}$$

Визначаються сумарні активний та індуктивний опори до розрахункової точки КЗ K_2 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k2} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 + r_5 = 3 + 0.928 + 1.824 + 45 + 0.773 = 51.525 \text{ (Ом)}$$

$$x_{k2} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 + x_5 = 9 + 0.48 + 0.64 + 16 + 0.4 = 26.52 \text{ (Ом)}$$

Повний опір до точки K_2

$$Z_{k2} = \sqrt{(r_{k2})^2 + (x_{k2})^2} = \sqrt{(51.525)^2 + (26.52)^2} = 57.95 \text{ (Ом)}$$

Струм при трифазному КЗ у точці K_2

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k2}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 57.95} = 104.61 \text{ (А)}$$

1.6.3 Вибір трансформатору струму й визначення коефіцієнтів чутливості захисту

Максимальний робочий струм лінії ($I_{\text{роб.макс}}$) за відсутності офіційних даних може бути визначений приблизно за максимальною сумарною потужністю силових трансформаторів, які можуть живитися від лінії, що захищається, у нормальному, ремонтному або післяаварійному режимах:

$$\sum I_{\text{ном.тр}} = \frac{\sum S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{75 + 85 + 95 + 45 + 45}{\sqrt{3} \cdot 10} = 19,92 \text{ А}$$

Розраховується струм спрацьовування максимального захисту лінії за виразом:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{роб.макс}} = \frac{1,2 \cdot 1,2 \cdot 19,92}{0,67} = 42,81 \text{ А}$$

Розраховується струм спрацьовування захисту обраного реле і перевіряється чутливість захисту. Вибираємо первинний струм трансформатора струму $I_{1\text{ном.ТС}} \geq \sum I_{\text{ном.тр}}$. Попередньо взявши $n_{\text{T}} = 30/5$, одержуємо

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{n_{\text{T}}} = \frac{42,912 \cdot 1}{30/5} = 7,135 \text{ А}$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{I_{\text{с.р}} \cdot n_{\text{T}}}{k_{\text{сх}}^{(3)}} = \frac{5 \cdot 30/5}{1} = 30 \text{ А}$$

Найближча більша уставка на реле РТВ-І дорівнює 10 А. Тоді $I_{\text{с.з}}$ матиме значення 30 А.

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

Коефіцієнт чутливості при КЗ в основній зоні дії захисту (точка К2 з найменшим струмом КЗ) відповідно:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 104.61}{30} = 3,01 \geq 1,5, \text{ отже за умовами релейного захисту секціонування не потрібно.}$$

Визначається коефіцієнт чутливості в зоні резервування, тобто при КЗ на шинах нижчої напруги трансформаторів відгалужень (точка К3). Вибіримо підходящі трансформатори (табл. 1.44).

Таблиця 1.43 – Розрахунок опору ділянок

Тип трансформатора	S _{ном} , кВ·А	Каталожні дані					
		U _{ном} , кВ		U _к ,%	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х ,%
		ВН	НН				
ТМ-63/10	63	10	0,4	4,5	1,28	0,22	2,8

Розраховуємо опори трансформаторів

$$x_{\text{Т4}} = x_{\text{Т5}} = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{4,5 \cdot 10^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 63 \cdot 10^3} = 71,43 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{Т4}} = r_{\text{Т5}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{ном.тр}}^2} = \frac{1,28 \cdot 10^3 \cdot 10^2 \cdot 10^6}{63^2 \cdot 10^6} = 32,25 \text{ Ом}$$

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової точки короткого замикання КЗ (точки К2 і К3), з урахуванням опору системи:

Для К2:

$$r_{\text{К2}} = r_{\text{с}} + r_1 + r_2 + r_3 + r_5 + r_{\text{Т4}} = 3 + 0,928 + 1,824 + 45 + 0,77 + 32,25 = 83,772 \text{ Ом,}$$

$$x_{\text{К2}} = x_{\text{с}} + x_1 + x_2 + x_3 + x_5 + x_{\text{Т4}} = 9 + 0,48 + 0,64 + 16 + 0,4 + 71,43 = 97,95 \text{ Ом.}$$

Повний опір до точки К2:

$$z_{\text{К2}} = \sqrt{r_{\text{К2}}^2 + x_{\text{К2}}^2} = \sqrt{83,772^2 + 97,95^2} = 128,89 \text{ Ом.}$$

Струм при трифазному КЗ у точці К2:

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 128,89} = 47,034 \text{ А.}$$

Струм при двофазному КЗ у точці К2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 47,034 = 40,733 \text{ А.}$$

Для К1:

$$r_{K3} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 + r_{T4}$$

$$= 3 + 0,928 + 1,824 + 6,184 + 1,546 + 32,25 = 45,732 \text{ Ом,}$$

$$x_{K3} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 + x_{T4} = 9 + 0,48 + 0,64 + 3,2 + 0,8 + 71,43$$

$$= 85,55 \text{ Ом.}$$

Повний опір до точки К1:

$$Z_{K3} = \sqrt{r_{K3}^2 + x_{K3}^2} = \sqrt{45,732^2 + 85,55^2} = 97 \text{ Ом.}$$

Струм при трифазному КЗ у точці К1:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 97} = 62,494 \text{ А.}$$

Струм при двофазному КЗ у точці К1:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 62,494 = 54,12 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості в зоні резервування:

$$k_{\text{ч.рез}} = \frac{I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{40,733}{30} = 1,358$$

$k_{\text{ч.рез}} > 1,2$, отже максимальний захист не чутливий до пошкоджень за малопотужними і віддаленими трансформаторами відгалужень, що допускається ПУЕ.

1.6.4 Визначення параметрів вибору запобіжника, побудова графіка частотної характеристики

Так як, на схемі зі споживачем S4=45 кВА. та відповідним трансформатором, можливе більше КЗ за трансформатор зі споживачем S5, то підберемо запобіжник для трансформатора ном. потужність якого 63 кВ., а отже

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

номінальний струм на стороні запобіжника буде дорівнювати 10 А., при напрузі в 10 кВ (табл. 1.45).

Таблиця 1.44 – Розрахунок опору ділянок

Потужність трансформатора, кВА	Номінальний струм, А					
	трансформатора на стороні			запобіжника на стороні		
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ
25	36	2,40	1,44	40	8	5
40	58	3,83	2,30	60	10	8
63	91	6,05	3,64	100	16	10
100	145	9,60	5,80	150	20	16
160	231	15,40	9,25	250	31,5	20
250	360	24,00	14,40	400	50	40 (31,5)
400	580	38,30	23,10	600	80	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	80

Для розрахунку я вибрала кварцовий запобіжник типу NS , призначений для захисту силового трансформатора, з номінальною напругою 10 кВ., номінальним струмом $I_{ном}=10$ А. і номінальним струмом вимикання $I_{в.ном}=1,6$ кА. (так, як у місці де встановлений запобіжник максимальне значення струму КЗ(точкаЗ) дорівнює 106,21А.

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 = 3 + 0,928 + 1,824 + 45 = 50,75 \text{ (Ом)}$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 = 9 + 0,48 + 0,64 + 16 = 26,12 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{k1} = \sqrt{(r_{k1})^2 + (x_{k1})^2} = \sqrt{(50,75)^2 + (26,12)^2} = 57,08 \text{ (Ом)}$$

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 57,08} = 106,21 \text{ (А)}$$

Визначившись з запобіжником побудуємо графік час струмової характеристики за такими точками табл. 1.46, рис. 1.10.

Таблиця 1.45 – Час-струмова характеристика

t,c	30	3	1	0,5	0,2	0,07	0,04	0,03	0
-----	----	---	---	-----	-----	------	------	------	---

I, A	30	38,5	45	50	60	73	80	105	150
I*1,2, A	36	46,2	54	60	72	87,6	96	126	180

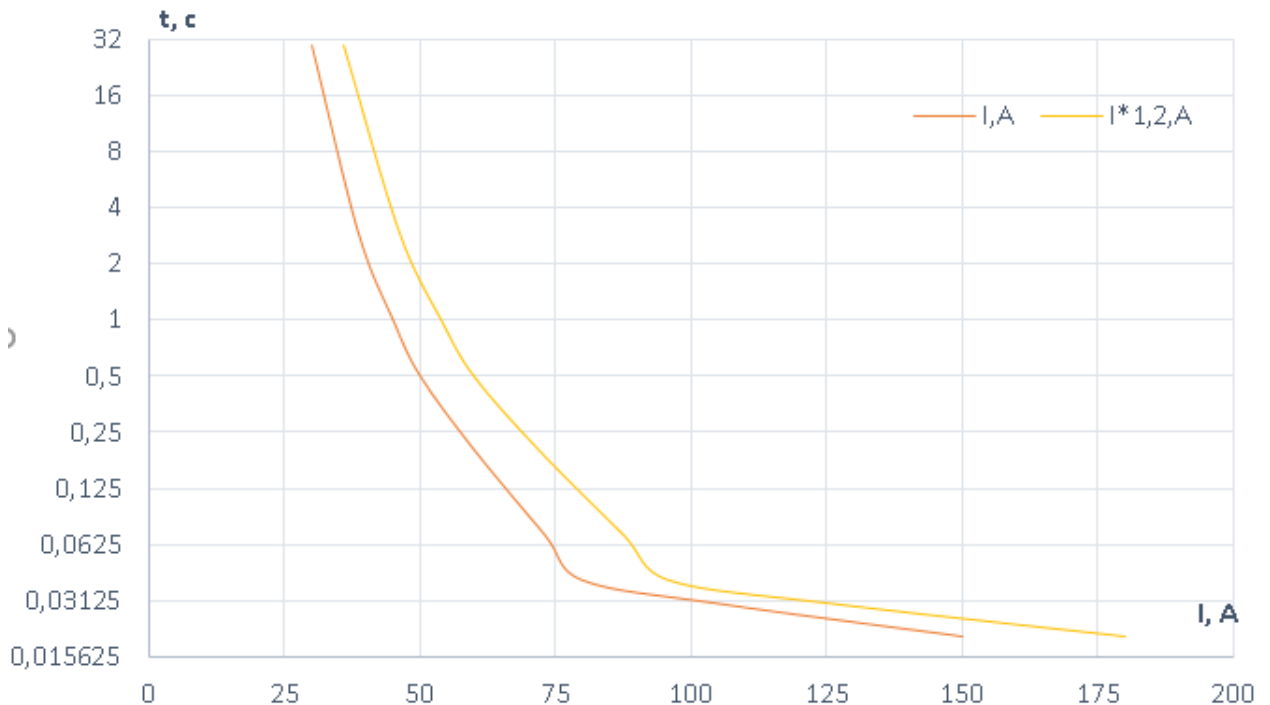


Рисунок 1.10 – Час-струмові характеристики

1.6.5 Побудова карти селективності захисту

Підбирається характеристика 2 максимального струмового захисту лінії (реле РТВ-І), виходячи з таких умов.

1) Струм спрацьовування захисту повинен бути не менш ніж на 10% більше від струму плавлення вставки запобіжника, що відповідає часу дії захисту в початковій частині характеристики (не менше 5 с). Для цього визначається струм $I_{пл}$ при 5 с: 30,5 А. Обраний раніше струм спрацьовування захисту (30 А) задовольняє цю умову.

2) Ступінь селективності 0,5-0,7с між характеристиками захисту (2) і запобіжника (1) бажано забезпечувати при всіх можливих значеннях струму КЗ. Ступінь селективності між захистом живильного трансформатора і захистом ПЛ 10 кВ повинен бути приблизно 0,7 с при максимальному струмі КЗ на

початку лінії (практично береться струм КЗ на шинах 10 кВ живильної підстанції).

Беручи за основу типову односекундну характеристику реле РТВ-І, визначаємо кілька точок потрібної характеристики з $t_{сз} = 0,8$ с у незалежній частині, а потім перераховуємо абсиси цих точок за обраним струмом спрацювання захисту $I_{сз} = 30$ А табл. 1.47 та табл. 1.48.

Таблиця 1.46 – Розраховані данні для характеристики реле РТВ-І

$\frac{I_p}{I_{с.р}}, \%$	$t_{сз}, с$	$I_K, А$	$t_{сз}, с$
84	3,52	35	3,52
88	2,4	37	2,4
92	1,6	39	1,6
96	0,8	41	1,12
104	0,64	44	0,96
112	0,56	47	0,96
120	0,56	51	0,96
128	0,48	54	0,96

Таблиця 1.47 – Розраховані данні для характеристики реле РТВ-І

$k = \frac{I_p}{I_{с.р}}, \%$	84	88	92	104	120	128
$t_{сз}, с$	3,5	2,4	1,6	0,64	0,56	0,48
$I_K, А$	35,96	37,67	39,38	44,52	51,37	54,79

Струм I_K визначається за виразом:

$$I_K = \frac{k * I_{с.р} * n_T}{100 * k_{сх}^{(3)}}$$

Побудуємо карту селективності (рис. 1.11). Судячи з графіку – селективність між захистом 2 і запобіжником 1 забезпечується на всьому діапазоні струмів КЗ.

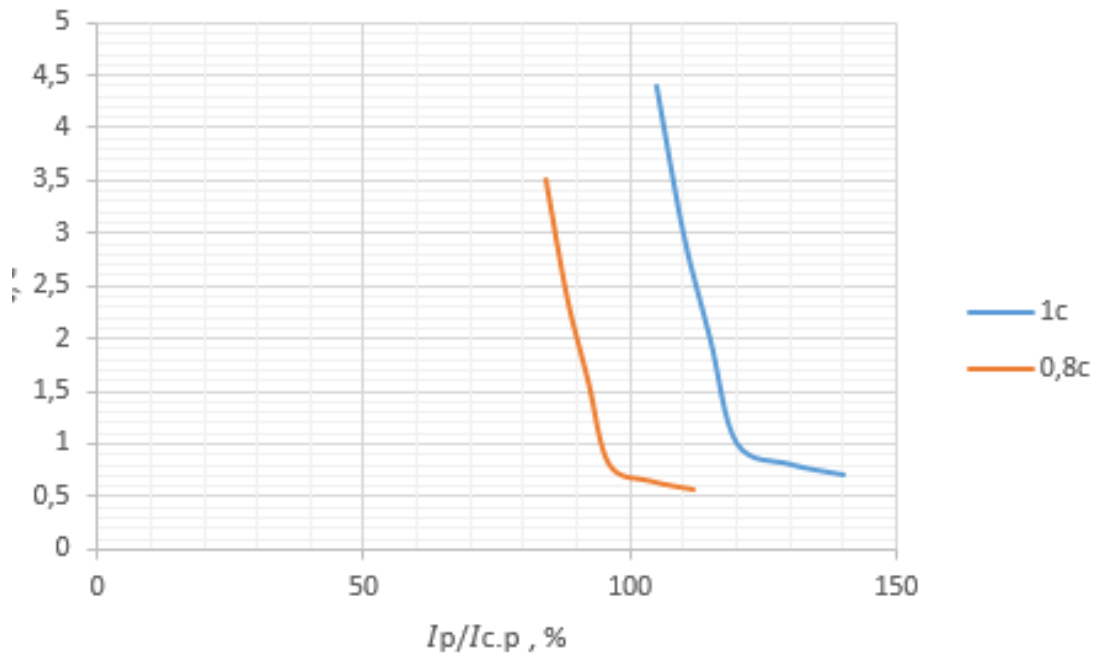


Рисунок 1.11 – Карта селективності

Перевірка струмового захисту (0,8 с) за умовами термічної стійкості проводів лінії, що захищається. Для практичних розрахунків на термічну стійкість проводів розподільних електричних мереж:

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{с.з}} + t_{\text{в.в}} = 0,8 + 0,1 = 0,9 \text{ с}$$

$$S_{\text{мін}} = \frac{I_{\text{к}}}{C} * \sqrt{t_{\text{вим}}} = 640 * \frac{\sqrt{0,8 + 0,1}}{69,5} = 8,736 \text{ мм}^2,$$

що менше взятого на ділянках 1 і 2 (АС-35 та А-25)

1.6.6 Перевірка трансформаторів струму

Проводимо розрахункову перевірку трансформаторів струму: перевірка на 10 %-ву похибку

$$k_{10} = \frac{I_{\text{роз}}}{I_{\text{ТТ}}} = \frac{47.091}{30} = 1.569,$$

$$\text{Де } I_{\text{роз}} = 1.1 \cdot I_{\text{с.з.}} = 1.1 \cdot 42.81 = 47.091 \text{ (А).}$$

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму визначимо за формулою:

$$Z_{\text{Н.роз}} = 2r_{\text{пр}} + z_p + z_{\text{пер}} = 2 \cdot 0.001 + 2.09 + 0.1 = 1.192 \leq 3.4 \text{ (Ом)}$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{3.3}{34.5 \cdot 70} = 0.001 \text{ (Ом)}$$

Опір реле при втягнутому якорі при уставці 7,5 визначимо за формулою;

$$z_p = \frac{S_p}{7,5^2} = \frac{118}{100} = 2.09 \text{ (Ом)}$$

Визначаємо розрахункову напругу на виводах первинної обмотки трансформаторів струму за формулою:

$$U_{2max} = \sqrt{2} \cdot k_{max} \cdot I_{2ном} \cdot Z_{н.роз}$$

$$\text{Де } k_{max} = \frac{I_K}{I_{ТТ}} = \frac{640}{30} = 21.333$$

$I_{2ном}$ - вторинний струм трансформатора струму.

$$U_{2max} = \sqrt{2} \cdot 21.333 \cdot 5 \cdot 2.192 = 330.65 \text{ (В)}$$

Робоча напруга для приєднань, а які не мають зв'язку з іншими приєднаннями і апаратура яких розташована окремо від апаратури друге приєднань, відповідно до правил не повинно перевищувати 1000 В.

$$U_{2max} = 330.65 < \sqrt{2} \cdot 1000 \text{ В}$$

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА

2.1 Моделювання КЗ в мережі 220 кВ з урахуванням реакторів

Дана схема моделює однофазне КЗ фази А на землю в мережі 220 кВ, де на початку і в кінці ПЛ підключені реактори.

Основний зміст роботи: дослідження зміни величини напруги і струмів у випадку використання реакторів на лінії 220 кВ при різних режимах роботи.

Модель мережі ПЛ 220 кВ виконана в програмному комплексі MATLAB. Ця модель може використовуватись для моделювання всіх видів КЗ.

Описання схеми (елементи, принцип роботи) рис. 2.1:

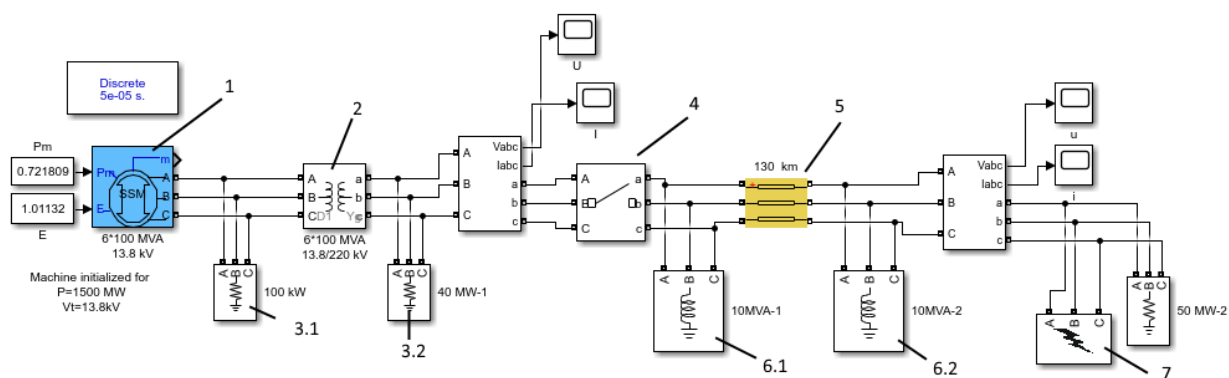


Рисунок 2.1 – Схема ПЛ 220 кВ з урахуванням реакторів побудована в середовищі Matlab.

Схема складається з генератора (1), підвищувального трансформатора з'єднаного «трикутник -зірка» (2), споживачів власних потреб джерела напруги (3.1) та трансформаторної підстанції (3.2), трифазного вимикача (4), ПЛ довжиною 130 км (5), елемента Three-Phase Fault, який моделює КЗ (7).

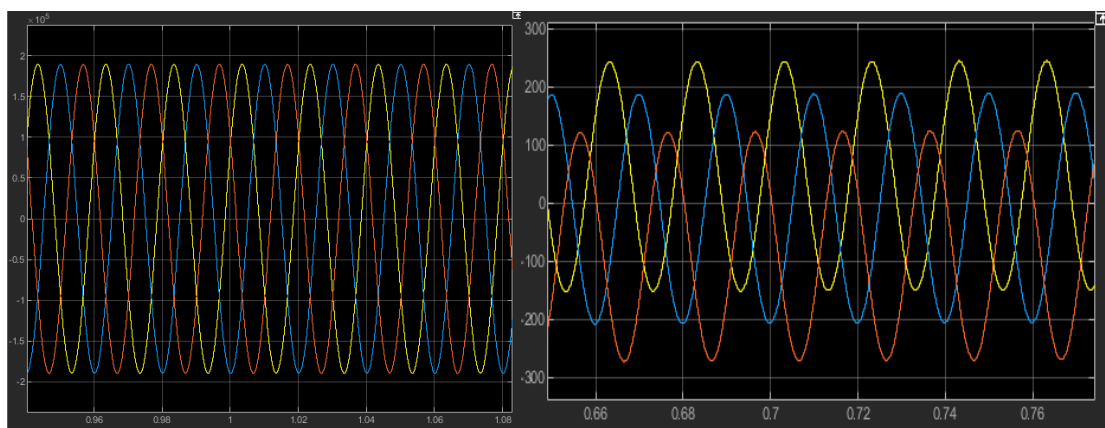
					MP.6.8.141.493 ПЗ		
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі		
Розроб.		Рябенко Н.В.	Принцип роботи.	мережа живиться від 6 енергоблоків джерела			
Перевір.		Василега П.О.					
Реценз.							
Н. Контр.		Никифоров М.А.					
Затверд.		Лебединський І.Л.					
					58	92	СумДУ ЕТ.м - 11

живлення (генератор 350 МВА). Потім 6 трансформаторів ТП підвищують напругу з 13,8 кВ до 220 кВ і через вимикач напруга подається на повітряну лінію. В момент часу $t=5$ с замикаються контакти вимикача і в момент $t=5,1$ відбувається КЗ фази А на землю .

Результати досліджень:

Побудуємо осцилограми струму і напруги в нормальному режимі роботи лінії при включенні одразу на номінальне навантаження (100 МВт), вимикач замкнувся в момент часу $t=5$ с:

Струм і напруга на початку лінії показані на рис. 2.2:

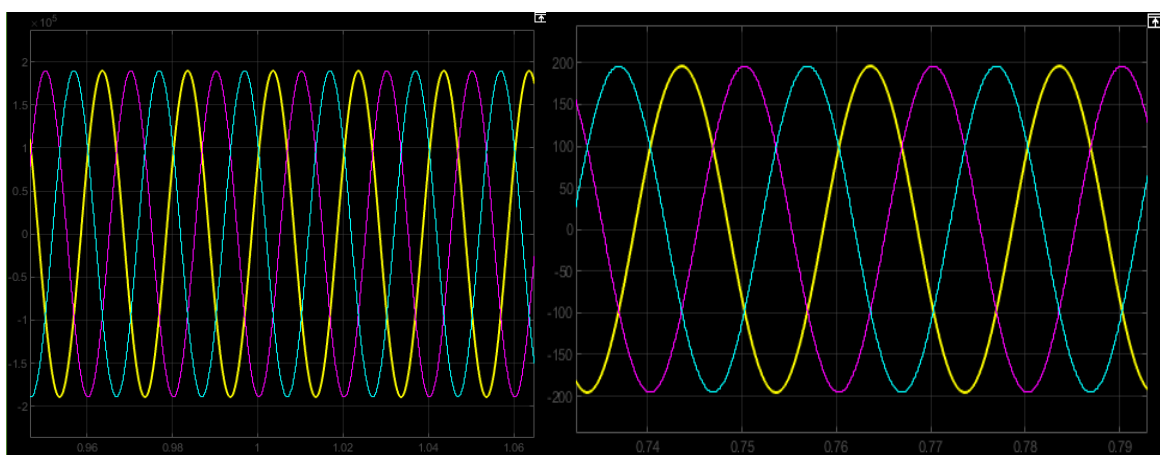


а

б

Рисунок 2.2 – напруга на початку лінії (а) та струм на початку лінії (б).

Струм і напруга в кінці лінії показані на рис.2.3:



а

б

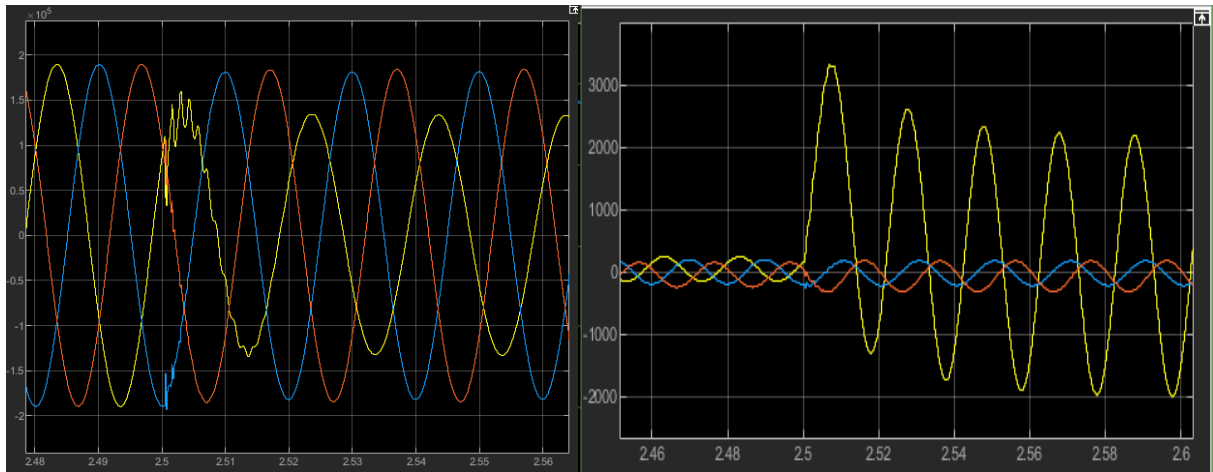
Рисунок 2.3 – Напруга в кінці лінії (а) та струм в кінці лінії (б).

Побудуємо осцилограми струму і напруги в, коли виникає КЗ фази А на

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

землю в кінці лінії (КЗ відбулося в момент часу $t=5,1$ с):

Струм і напруга на початку лінії показані на рис.2.4:

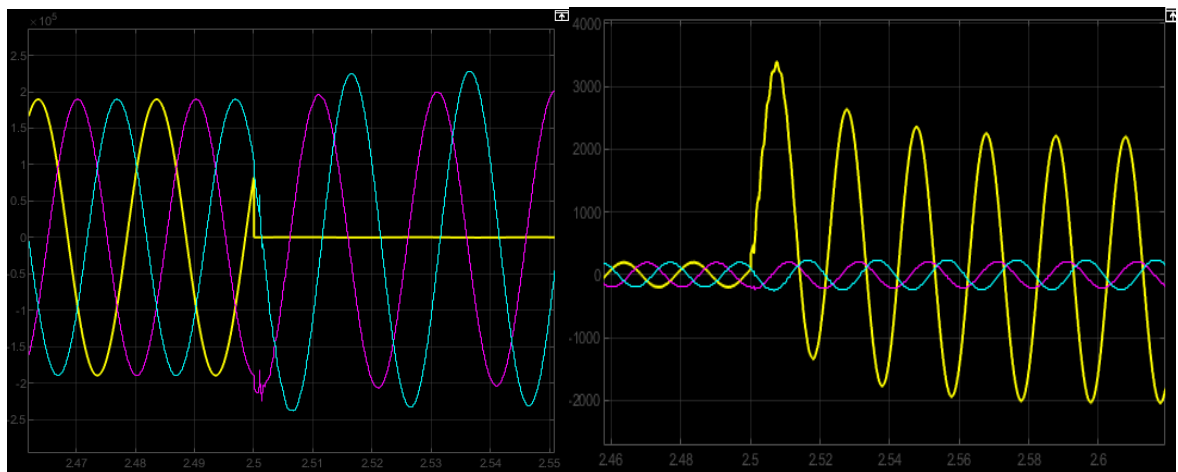


а

б

Рисунок 2.4 – Напруга на початку лінії (а) та струм на початку лінії (б).

Струм і напруга в кінці лінії рис. 2.5:



а

б

Рисунок 2.5 – Напруга в кінці лінії (а) та струм в кінці лінії (б)

Змінюємо час виникнення короткого замикання і побудуємо графік залежності коефіцієнта K від кута φ :

$$K = \frac{U_{\max}}{U}$$

Проводимо КЗ в точках показаних на рис. 2.6 на початку та в кінці лінії. Результати заносимо в табл. 2.1.

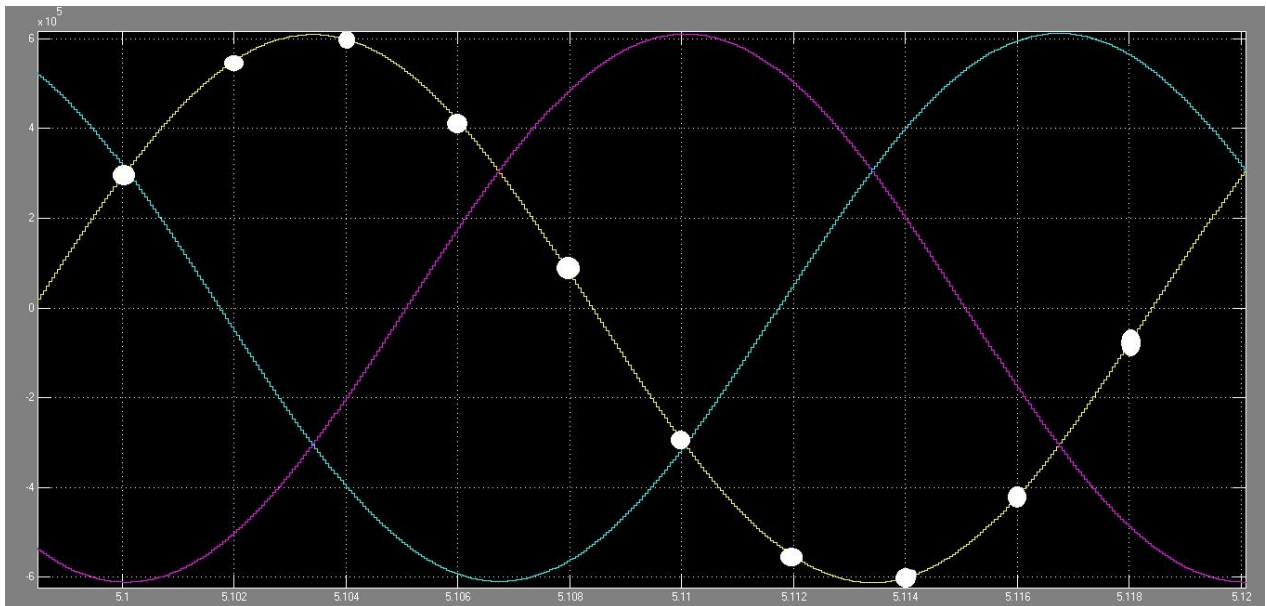


Рисунок 2.6 – Коротке замикання в точках

Таблиця 2.1 – Дані початку лінії

t, c	5,1	5,102	5,104	5,106	5,108	5,11	5,112	5,114	5,116	5,118
$U_{max} \cdot 10^5$, В	4,67	6,69	6,205	3,45	-0,52	0,732	4,1	4,8	4,42	3,33
φ°	25	61	98	134	171	207	243	280	316	352
K	0,764	1,095	1,016	0,565	-0,08	0,12	0,671	0,786	0,723	0,545
$U \cdot 10^5$, В	6,11									

На основі отриманих даних побудуємо графік залежності коефіцієнта K від кута φ на початку лінії, рис. 2.7, табл. 2.2:

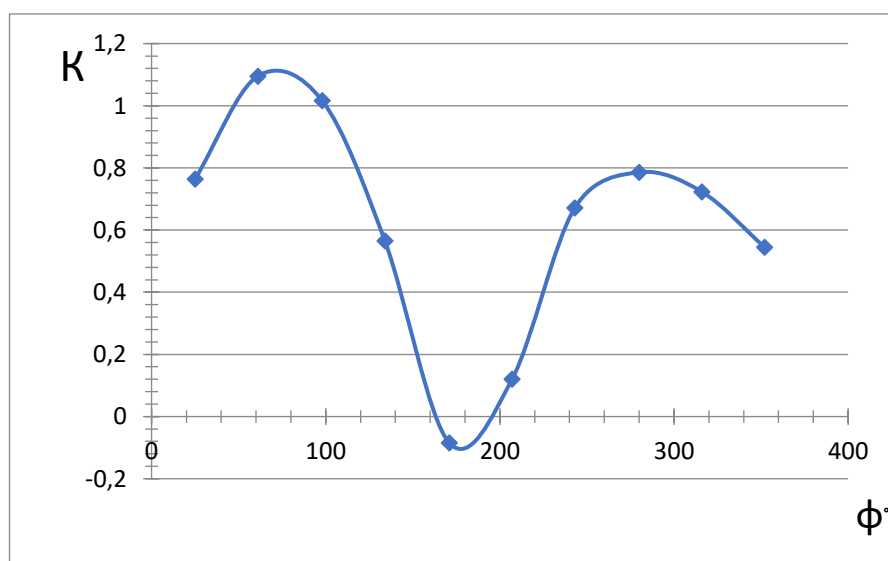


Рисунок 2.7 – Графік залежності коефіцієнта K від кута φ на початку лінії

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP.6.8.141.493 ПЗ

Арк.

61

Таблиця 2.2 – Дані кінця лінії

t, с	5,1	5,102	5,104	5,106	5,108	5,11	5,112	5,114	5,116	5,118
$U_{\max} \cdot 10^5$, В	2,95	5,56	5,9	4,08	0,728	-3,06	-5,58	-5,98	-4,47	-0,66
φ°	25	61	98	134	171	207	243	280	316	352
K	0,483	0,91	0,966	0,668	0,119	-	-	-	-	-
						0,501	0,913	0,979	0,682	0,108
$U \cdot 10^5$, В	6,11									

На основі отриманих даних побудуємо графік залежності коефіцієнта K від кута φ в кінці лінії, рис. 2.8:

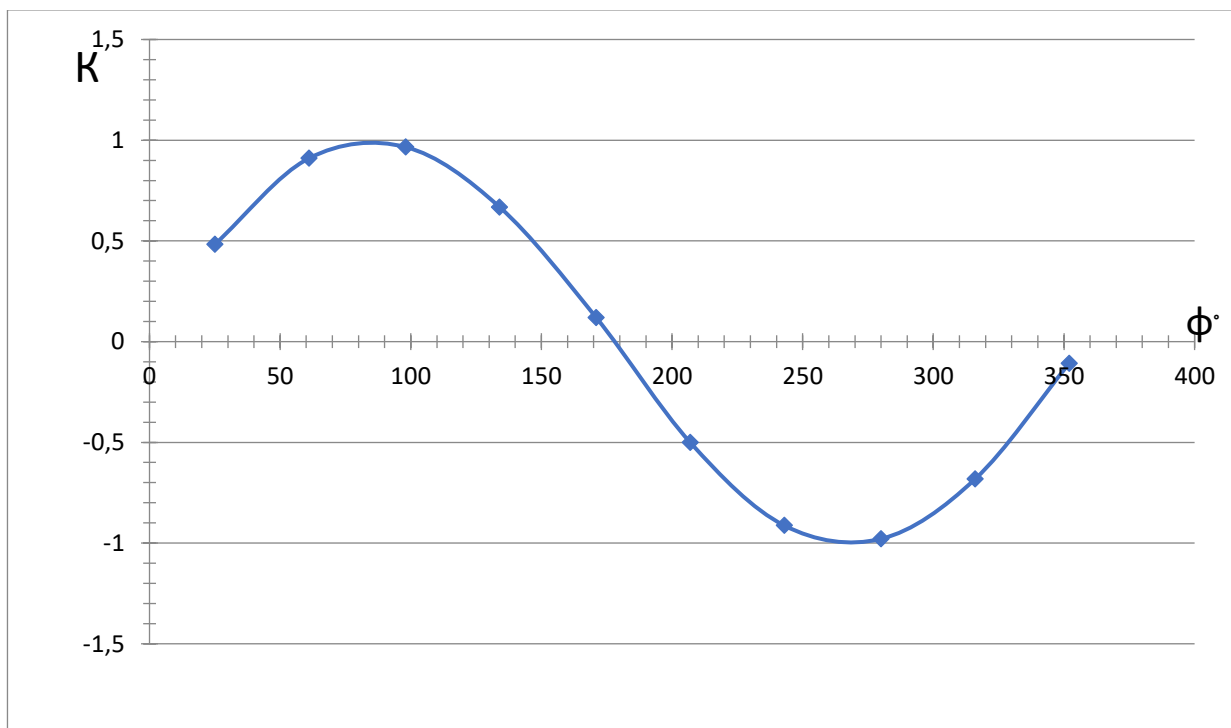


Рисунок 2.8 – Графік залежності коефіцієнта K від кута φ в кінці лінії

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Завданням економічної частини є розрахунок капіталовкладення електричної мережі. Критерієм цього є мінімум приведених витрат, що визначаються за формулою 3.1.

$$Z = p_n K + I \quad 3.1$$

де p_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень (береться таким, що дорівнює 0,12);

K – капітальні витрати на спорудження мережі;

I – річні експлуатаційні витрати.

3.1.1 Визначення капітальних витрат

У капітальні витрати на спорудження мережі входять вартість ліній та підстанцій 3.2.

$$K = K_l + K_{пс} \quad 3.2$$

До складу останніх входить вартість трансформаторів, комірки вимикачів та віддільників і постійні витрати. При виконанні проекту всі вони визначаються за збільшеними показниками вартості.

Для зменшення обсягу розрахунків з порівнюваних варіантів мереж можуть бути виключені вартості абсолютно однакових ліній та підстанцій.

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>			
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Рябченко Н.В.</i>			Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі.	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркуші</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Маценко О.М.</i>					63	92
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ.м - 11</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А.</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

Вартість ліній визначається їхньою довжиною, номінальною напругою, матеріалом і типом опор, районом з ожеледі і перерізом проводів. Район з ожеледі, матеріал і тип опор вибирає сам проектувальник.

Вартість трансформаторів залежить від їхньої якості, типу, потужності і напруги.

Вартість решти елементів, що становлять розподільні пристрої (РП), визначається схемою РП, кількістю і напругою вимикачів або віддільників.

При виконанні проекту вартість РП напругою нижче 110 кВ не потрібно враховувати.

3.1.2 Визначення річних експлуатаційних витрат

До їхнього складу входять відповідні витрати в лінії $I_{л}$ та підстанції $I_{пс}$. Кожну з цих складових можна знайти за формулою 3.3.

$$I = I_a + I_e + I_{\Delta w} \quad 3.3$$

де I_a – витрати на амортизацію ліній або підстанцій;

I_e – витрати на експлуатацію;

$I_{\Delta w}$ – витрати, пов'язані з втратами електроенергії в лініях або трансформаторах.

Витрати на амортизацію визначаються за нормою відрахувань на амортизацію від капітальних витрат відповідно для ліній і трансформаторів

$$I_a = p_a \% \cdot K / 100 \quad 3.4$$

Витрати на експлуатацію знаходяться аналогічно I_a . При цьому величини p_e надані там само, що і p_a . Витрати на відшкодування втрат електроенергії розраховуються за величиною втрат електроенергії ΔW і їхньої вартості z_e .

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При цьому для ліній та трансформаторів вони знаходяться дещо по-різному. У лініях враховуються тільки втрати електроенергії в активному опорі, розраховані для нормального режиму роботи мережі.

Величину вартості 1 кВт · год втраченої енергії z_e , залежно від часу використання максимального навантаження лінії T_m . У результаті отримуємо 3.5

$$I_{\Delta W_{\text{Л}}} = \Delta W \cdot z_e \quad 3.5$$

У трансформаторах є дві складові втрати електроенергії: навантажувальні втрати (в обмотках) ΔW_m і втрати холостого ходу (в сталі) $\Delta W_{\text{ХХ}}$. Їм відповідають два різних значення вартості 1 кВт · год втраченої електроенергії z'_e та z''_e . Величина z'_e знаходиться так як і для ліній, залежно від T_m навантаження підстанції. Величина z''_e завжди вибирається її найменше значення для відповідної енергосистеми.

$$I_{\Delta W_{\text{T}}} = \Delta W_m \cdot z'_e + \Delta W_{\text{ХХ}} \cdot z''_e \quad 3.6$$

Зауважимо, що з розрахунку окремих складових експлуатаційних витрат можуть бути виключені абсолютно однакові елементи з рівними потужностями, що проходять по них.

Результати розрахунку капітальних витрат і річних експлуатаційних витрат ліній та підстанцій доцільно звести відповідно в табл. 3.1. Підсумком техніко-економічного розрахунку повинно бути визначення за формулою (3.1).

Як видно з табл. 3.1, загальна сума витрат на спорудження та обслуговування такої мережі складає $Z_A = 1133,9$ тис. у. од.

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 – Капітальні та річні експлуатаційні витрати ЛЕП схеми

Визначуваний показник	Ділянка мережі					
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	
Номінальна напруга, кВ	220	220	220	220	220	
Марка проводу	АС-300/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-300/32	АС-240/32	
Кількість ліній і довжина ділянки, км.	31	15	12	30	26	
Вартість 1 км. лінії, тис.грoш.од.	17,3	16,4	16,4	17,3	16,4	
Всього капітальних витрат, тис.грoш.од.	536,30	246,00	196,80	519,00	426,40	1924,50
Вартість спорудження підстанцій, тис.грoш.од.	Потужність	63	63	40	40	
	Ціна, тис.грoш.од.	193	193	169	169	724,00
Річні експлуатаційні витрати	%	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
	тис.грoш.од.	15,02	6,89	5,51	14,53	11,94
ΔP в лінії, МВт	0,851	0,158	0,078	0,192	0,610	1,89
τ, год	3403	1719	1719	2500	2300	
Вартість коп/кВт.ч втрач енергії, грн	2,16	3,1	3,1	2,5	2,7	
Витрати на $\Delta W_{л}$, тис.грoш.од	62,55	8,42	4,16	12,03	37,89	125,05
Сума витрат, тис. грoш.од.						1133,9

$$Z_A = 1133,9 \text{ тис. у. од.}$$

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Структура й основні вимоги до електропостачальних систем

Сучасні електропостачальні системи промислових підприємств, міст, сільського господарства і транспорту повинні відповідати рівню розвитку технологій, обсягу споживання електричної енергії, забезпечувати показники якості електроенергії та відповідну до вимог споживача надійність за максимальної економічної ефективності. Практично на стадії проектування об'єкта в електропостачальну систему потрібно закладати такі технічні рішення, які забезпечили б виконання згаданих умов. Завдання ускладнюється тим, що з часом попередні умови можуть змінюватись як в частині значень електричних навантажень, територіальному їх розташуванні, так і з боку енергосистеми, сторонніх споживачів тощо. До того ж деякі вихідні дані можуть бути задані з певним наближенням або просто відсутні. Тому розроблена електропостачальна система повинна бути до-сить універсальною і легко адаптуватись до деякої варіації вихідних умов з можливістю її подальшого розвитку. Звідси випливають основні вимоги до електропостачальних систем:

1. Максимальна економічна ефективність, з якою можна було б всі фактори врахувати в економічному еквіваленті, тобто кількісно. Оскільки це неможливо, існують інші вимоги.
2. Забезпечення показників якості електроенергії відповідно до чинних стандартів.
3. Надійність системи відповідно до категорії електроприймачів за надійністю електропостачання.

Простота та наочність схем, що забезпечує підвищення надійності експлуатації.

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>			
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Рябченко Н.В.</i>			Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі.	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркуші</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Василега П.О.</i>					67	92
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ.м - 11</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А.</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

5. Гнучкість електропостачальної системи.
6. Придатність до розширення або реконструкції.
7. Максимальна електро-, пожежо- та вибухобезпека під час експлуатації.



Рисунок 4.1 – Структура електропостачальних систем

З погляду особливостей електропостачання споживачі електроенергії можна поділити на великі із встановленою потужністю електроприймачів 75-100 МВт і більше, середні (5-75 МВт) та малі (менше 5 МВт). Для випадку середнього або великого споживача структура системи його схематично зображена на рисунку у вигляді відповідного сполучення основних функційних частин:

1) Електроенергетична система як джерело живлення представлена однією або декількома своїми підстанціями, до шин відповідної напруги яких підключають лінії розподільчих мереж енергосистеми;

2) Лінії зовнішнього електропостачання – одна або декілька, найчастіше повітряні двоколові або подвійні, від одного або більше джерел напругою до

35 або 110 кВ, в особливих випадках і більше, а іноді напругою 10 кВ (кабельні або повітряні);

3) Установи приймання електроенергії від енергосистеми (наприклад, го-ловна понижувальна підстанція – ГПП). Разом з лініями живлення вони забезпечують глибокий ввід високої напруги до споживачів і називаються підстанціями глибокого вводу (ПГВ). Електроенергія приймається на високій напрузі і трансформується на середню напругу (СН), яка є зручною для розподілу її по території об'єктів – промислових підприємств, міст і сільськогосподарських споживачів;

4) За наявності промислових або міських ТЕЦ останні приєднують до енергосистеми через ГПП. В окремих випадках лінії зв'язку з системою та ГПП можуть бути відсутні. Електропостачальна система при цьому стає автономною і розподіл електроенергії по території об'єкту відбувається на генераторній напрузі;

5) Мережа середньої напруги (СН) виконує функцію розподілу електроенергії по території підприємства або міста;

6) Розподільчі пункти (РП) середньої напруги;

7) Трансформаторні підстанції (ТП) – цехові на промислових підприємствах, розподільчі в містах та сільській місцевості, також перетворювальні підстанції (ПП);

8) До розподільчих пунктів СН приєднуються електроприймачі з відповідною їм номінальною напругою безпосередньо, або через спеціальні трансформатори, якщо номінальні напруги їх відрізняються. Як правило, це синхронні або асинхронні двигуни досить великої потужності (декілька сотень кіловат або декілька мегават), трансформатори електричних печей та трансформатори перетворювальних пристроїв;

Для забезпечення електричних навантажень різноманітних споживачів необхідні джерела живлення, до яких пред'являють певні техніко економічні вимоги. Вони повинні:

- мати достатню потужність і надійність;

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

- забезпечувати потрібну якість електроенергії (стабільність напруги і частоти, синусоїдальність напруги, симетрію трифазної системи напруги, тощо) в нормальних та післяаварійних режимах;

- для заощадження енергоресурсів мати високий ККД перетворення енергії і виробляти енергію з малою собівартістю. В залежності від конкретних умов як джерело живлення споживачів використовують:

- 1) підстанції енергосистеми;
- 2) власні електростанції, які працюють паралельно з енергосистемою;
- 3) електростанції і генераторні агрегати, які не призначені для паралельної роботи з енергосистемою;
- 4) у спеціальних випадках – електрохімічні, фотоелектричні та інші статичні джерела.

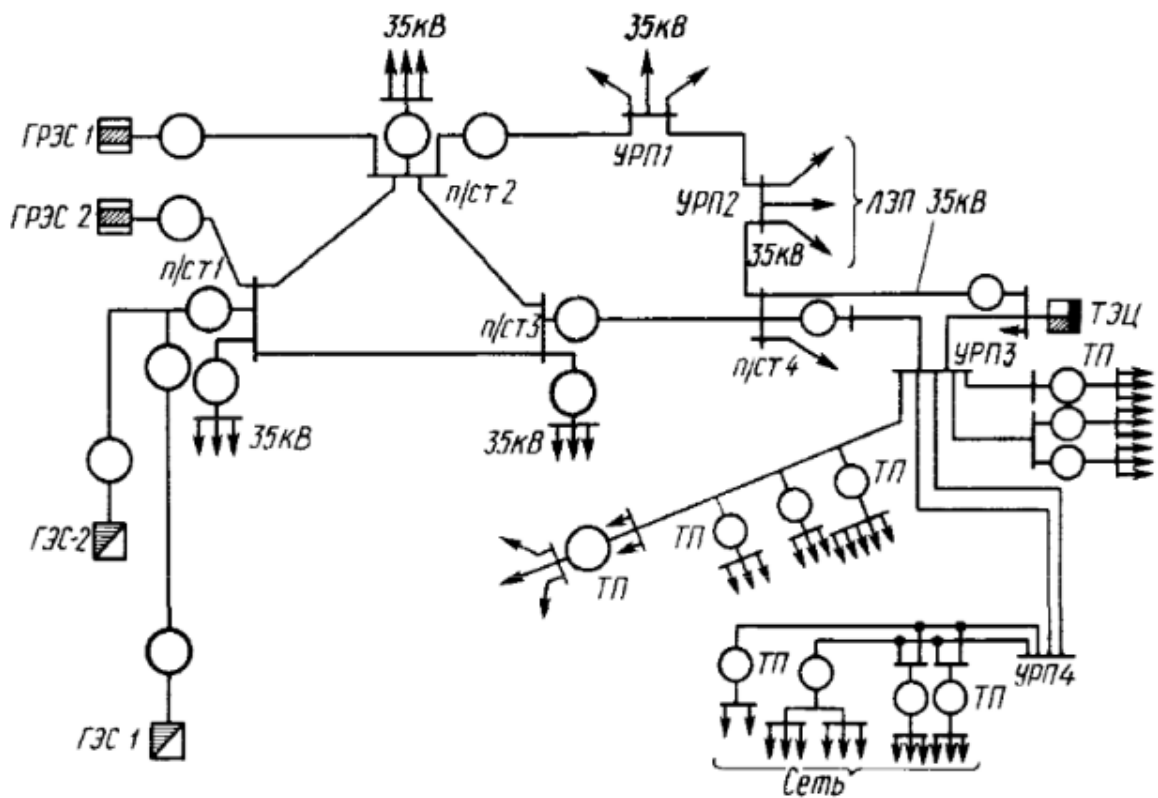


Рисунок 4.2 – Принципова схема електричної системи

На рисунку наведена принципова схема електричної системи. Якщо напруга генераторів ТЕЦ становить 6-20 кВ, то економічно доцільно подавати

електроенергію через розподільні підстанції УРПЗ міських та промислових споживачів, розташованих поблизу ТЕЦ. Для електропостачання споживачів, віддалених на значні відстані, і зв'язків електростанцій з енергетичною системою застосовують напруги, що перевищують напругу генерування. Для цього на ТЕЦ, ГЕС-1 і ГЕС-2 та теплових районних електростанціях ГРЕС-1 і ГРЕС-2 встановлюють підвищувальні трансформатори для ліній напругою 35, 110, 220 і 500 кВ. Трансформаторні підстанції п/ст1 п/ст4 і розподільні підстанції УРП1–УРП4 призначені для перетворення напруги і для зв'язку окремих частин системи та живлення потужних споживачів, а трансформаторні підстанції ТП – для живлення споживачів меншої потужності. Власні електростанції (ТЕЦ) промислових підприємств, що працюють паралельно з енергосистемою, використовують у таких випадках:

1. За великого споживання теплової енергії у вигляді гарячої води або пари; забезпечення кращого використання палива за допомогою комбінованого виробництва теплової та електричної енергії на промислових ТЕЦ.

2. За наявності на підприємстві великої кількості відходів виробництва вторинного палива, спалювання якого доцільне на заводських станціях. Типовим таким паливом є коксовий газ на металургійних підприємствах.

3. За великої потужності підприємства порівняно з потужністю енергосистеми або обмеженої пропускної здатності мережі живлення, якщо спорудження власної електростанції економічно вигідніше, ніж розширення енергосистеми. ТЕЦ промислових підприємств через трансформатори зв'язку з енергосистемою можуть передавати в мережу вищої напруги надлишок електроенергії, яку вона генерує, або приймати від мережі системи електроенергію у разі її дефіциту на шинах генераторної напруги промислової ТЕЦ.

4.2 Обов'язки енергетика

1) Забезпечити утримання в належному технічному стані діючих і резервних електроустановок та обладнання; безперебійну подачу електроенергії

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

до робочих місць і обладнання; своєчасний ремонт електроустановок; необхідну безпеку експлуатації електрообладнання; усунення аварійних режимів роботи і аварій електроустаткування; дотримання встановлених графіків енергоспоживання.

2) Складати і своєчасно представляти до відділу головного електрика необхідну звітність по електрогосподарство.

3) Брати участь, спільно з керівництвом, в розробці планів спрямованих на раціональне використання та економію електроенергії, проектів зменшення питомих норм витрат електроенергії, а також забезпечує дотримання встановлених норм витрати і лімітів енергоспоживання, виконує плани ОТМ по економії електроенергії.

4) Розробляти заявки на матеріали, електрообладнання та запасні частини до нього для ремонтно-експлуатаційних потреб.

5) Здійснювати контроль за якістю монтажних, налагоджувальних і ремонтних робіт, що виконуються підрядними організаціями та ремонтним персоналом заводу. Бере участь у випробуваннях і прийманні після монтажу і ремонту електроустаткування і електромереж. Оформляє акти на виконані роботи.

6) Здійснювати облік, інвентаризацію та паспортизацію всього електротехнічного обладнання та електромереж. Готує пропозиції щодо заміни морально застарілого і неекономічного обладнання.

7) Забезпечити відповідність експлуатованого електрообладнання вимогам ПУЕ.

8) Забезпечити спільно з керівництвом виконання розпоряджень в частині дотримання графіків навантаження і режимів роботи електрообладнання, а також встановлених лімітів споживання електроенергії.

9) Забезпечити своєчасне огляд, випробування та ремонт підвідомчого устаткування, утримання будівель і споруд в справному стані, оформлення і наявність технічної документації на підвідомче обладнання.

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10) Забезпечити утримання в справному стані, а також своєчасний ремонт і ефективну роботу електрообладнання вентиляційних та інших санітарно-технічних установок.

11) Інструктувати і навчати підлеглих працівників безпечним методам роботи, а також контролювати виконання ними вимог інструкцій і правил з охорони праці. Не допускати до самостійної роботи осіб без інструктажу, навчання і перевірки знань інструкцій і правил з охорони праці.

12) Брати участь в цільових перевірках стану охорони праці, пожежної безпеки об'єктів і обладнання.

13) Забезпечити наявність на робочих місцях інструкцій, плакатів, знаків безпеки, попереджувальних написів та інших засобів пропаганди з техніки безпеки.

14) Брати участь у проведених начальником перевірок стану охорони праці та санітарного стану обладнання на робочих місцях в кожній зміні, бригаді.

15) Забезпечити безпеку робіт, що проводяться підлеглим персоналом, дотримання інструкцій і правил з охорони праці, а також правильну організацію робочих місць і застосування працюючими засобів індивідуального захисту.

16) Підтримувати в належному санітарному стані електрообладнання та закріплену територію.

17) З охорони праці відповідно до СУОП енергетик зобов'язаний:
щодня:

- заслуховувати інформацію начальників змін про стан, безпечної експлуатації обладнання і правильності підготовки робочих місць до виконання ремонтних робіт і про які мали місце порушення інструкцій і правил з техніки безпеки;

- контролювати правильність підготовки робочих місць при проведенні робіт на висоті, газонебезпечних, вогневих робіт;

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- контролювати дотримання працівниками правил техніки безпеки, застосування засобів індивідуального захисту і пристосувань;

- приймати негайно заходи щодо усунення виявлених порушень;

- записувати виявлені порушення в журнал ступеневої контролю;

щотижня:

- проводити обстеження робочих місць, перевіряти стан устаткування, електропристроїв, контрольно-вимірювальних приладів і засобів автоматики (за належністю), а також дотримання підлеглим персоналом інструкцій і правил з охорони праці;

- аналізувати всі мали місце порушення інструкцій і правил з техніки безпеки;

- розробляти заходи, спрямовані на попередження та вживати заходів щодо усунення виявлених порушень;

- звітувати перед начальником цеху про профілактичну роботу з техніки безпеки;

щомісяця:

- проводити з працівниками служби наради з техніки безпеки "День техніки безпеки", на яких розбирати характерні випадки порушень інструкцій і правил з техніки безпеки, а також доводити до їхнього відома новоприйняті накази, розпорядження та інші документи з охорони праці.

4.3 Розрахунок блискавковідводу

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 симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Надійність зони захисту від уражень блискавки $P_z = 0,999$. Параметри розміщення

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

застосовувати не рекомендується через небезпеку у випадку обриву троса закоротити збірні шини і вивести з ладу всю підстанцію.

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 $R_{пр}$. 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.

1. Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = 13 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = 7 \text{ м}$$

2. Визначаємо параметри p_1 та p_2

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = 15 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = 11 \text{ м}$$

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

$r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$r_{x1} = p_1 = 15 \text{ м}, r_{x2} = p_2 = 11 \text{ м}$$

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

$$\frac{0,6h_1(0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1} = 15 \Rightarrow h_1 = h_2 = 34 \text{ м}$$

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

$$\frac{0,6h_1(0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1} = 11 \Rightarrow h_3 = h_4 = 28\text{ м}$$

4. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$L_{12} = L_2 = 14\text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 24\text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 20\text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 15\text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25h_1 = 77\text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25h_1 = 145\text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 23\text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12})$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = 15,3\text{ м}$$

Умовне розташування блискавковідводів та зона їх захисту показана на рис. 4.4.

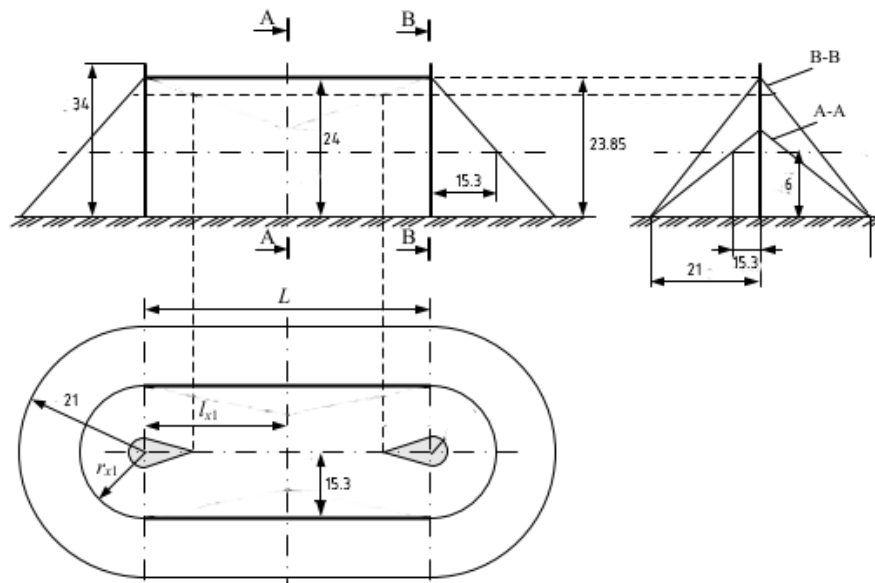


Рисунок 4.4 – Блискавковідводи 1 та 2

5. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 26\text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = (0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} (h_3 - 30)) \cdot h_3 = 19,4 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = (0,6 - 1,43 \cdot 10^{-4} (h_3 - 30)) \cdot h_3 = 16,6 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 11,4 \text{ м}$$

$$L_{c34} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_3 - 30))h_3 = 62,7 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_3 - 30))h_3 = 117,4 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 19,4 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 11,4 \text{ м}$$

Умовне розташування блискавковідводів та зона їх захисту показана на рис. 4.5.

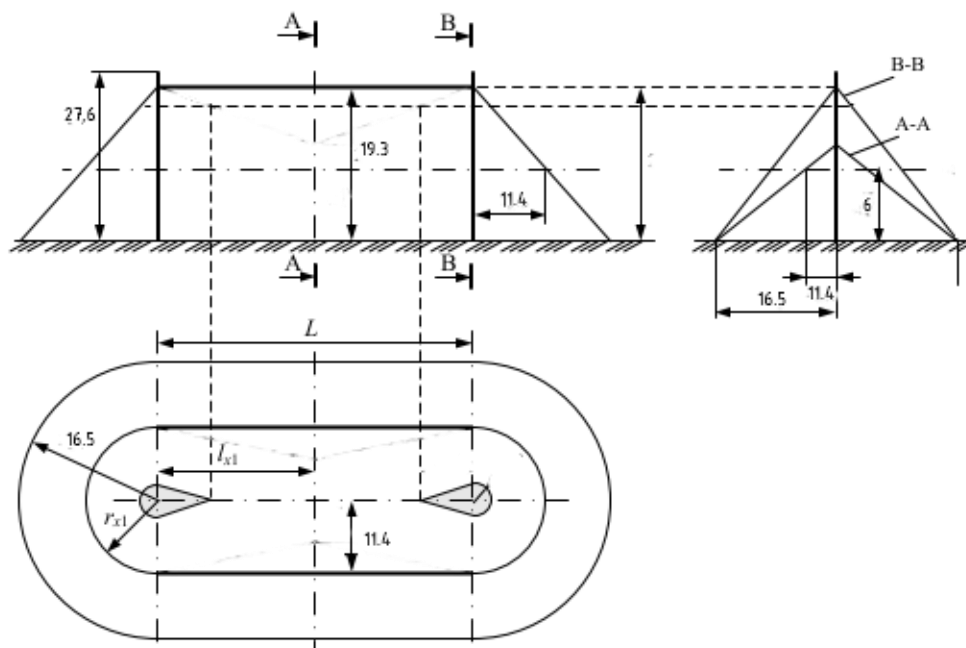


Рисунок 4.5 – Блискавковідводи 3 та 4

б. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{13} = \sqrt{L_1^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 35,5 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 34 \text{ м}$

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 76,5 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 144,6 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 23,8 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 27,6 \text{ м}$

$$L_{c31} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_3 - 30))h_3 = 62,7 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_3 - 30))h_3 = 117,4 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 19,4 \text{ м}$$

$$h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = 21,6 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 18,5 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c \min 13} - h_x)}{h_{c \min 13}} = 13,3 \text{ м}$$

Умовне розташування блискавковідводів та зона їх захисту показана на рис. 4.6.

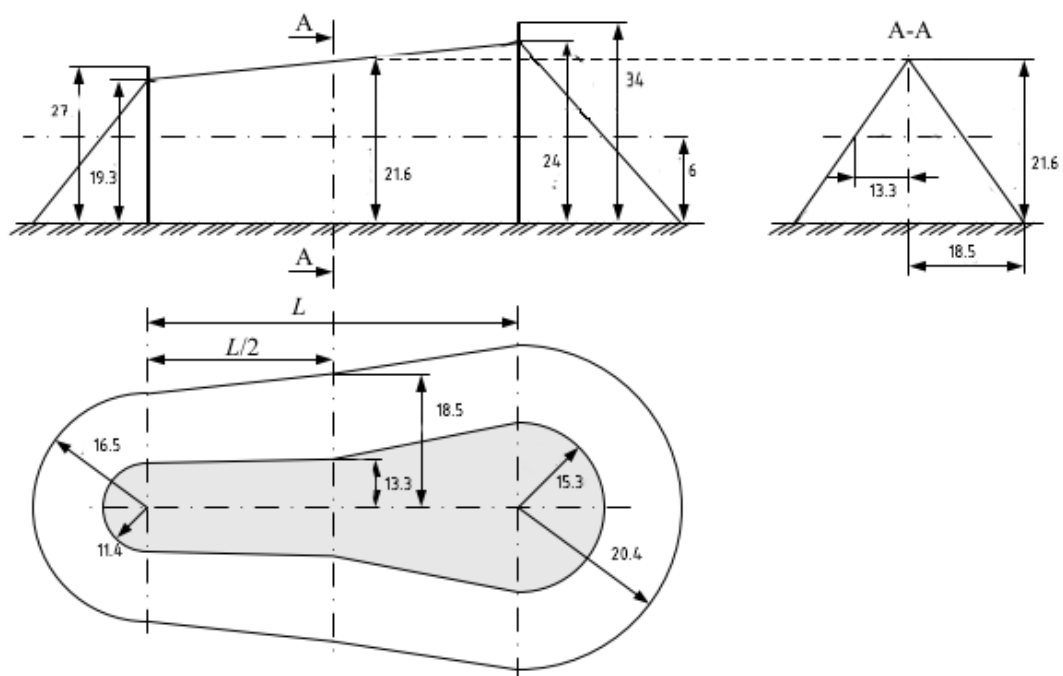


Рисунок 4.6 – Блискавковідводи 1 та 3

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР.6.8.141.493 ПЗ

Арк.

79

7. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4:

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 40,3 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 34,0 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 76,5 \text{ м}$$

$$L_{\max 14} = 4,25h_1 = 144,6 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 18,57 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

– на висоті $h_3 = 27,6 \text{ м}$

$$L_{c41} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_4 - 30))h_4 = 62,7 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_4 - 30))h_4 = 117,4 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 19,35 \text{ м}$$

$$h_{c \min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 19,4 \text{ м}$$

$$r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 18,5 \text{ м}$$

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

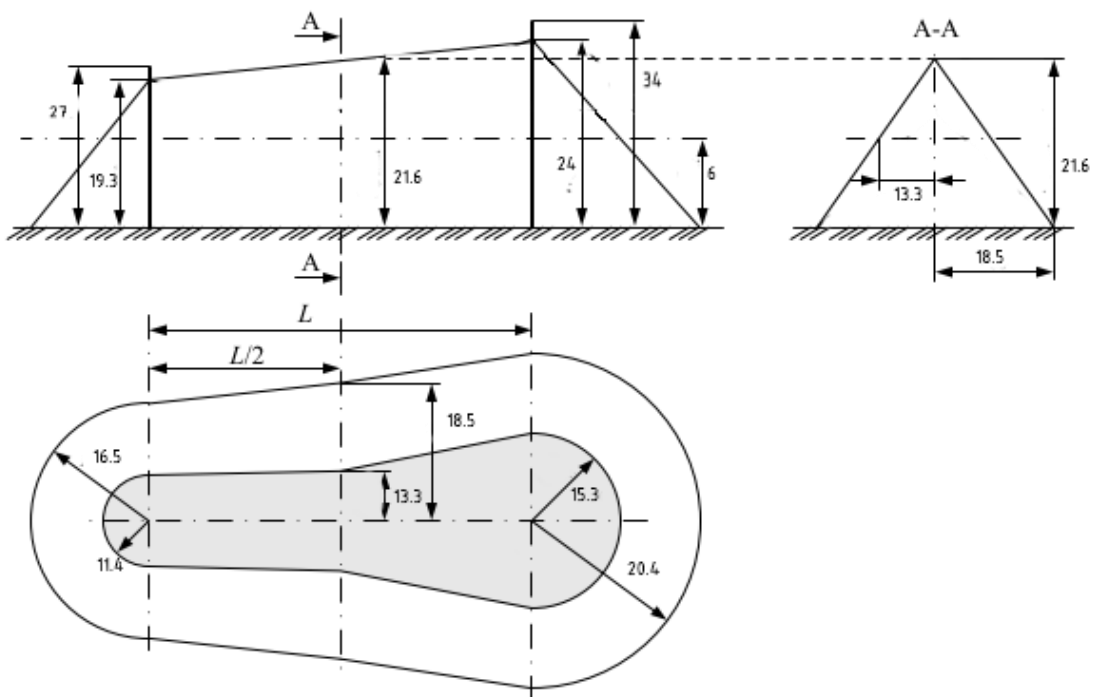


Рисунок 4.7 – Блискавковідводи 1 та 4

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР.6.8.141.493 ПЗ

Арк.

80

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.4.8:

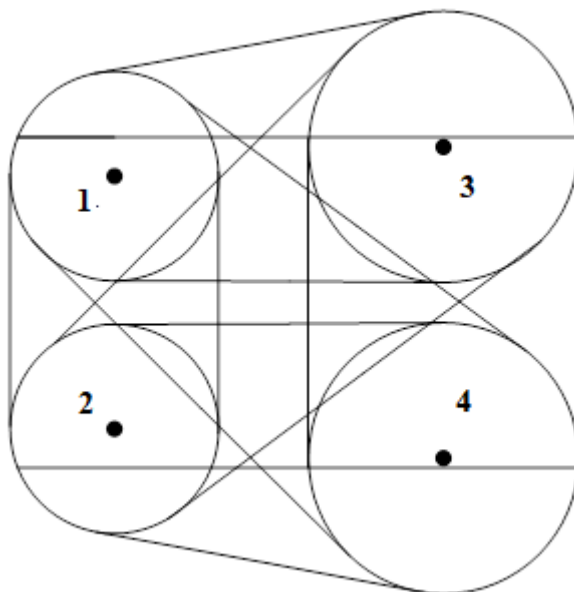


Рисунок 4.8 – Зона захисту підстанції

4.4 Визначення заземлювального контуру ВРП

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 до розрахунку

Варіант	$a, \text{ м}$	$b, \text{ м}$	$\rho_{\text{вим}}, \text{ Ом} \cdot \text{ м}$	$n_{\text{пр}}, \text{ шт}$	$l_{\text{пр}}, \text{ м}$	Тип тросу
13	220	240	106	2	180	С-50

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

$$\rho_{\text{розн}} = K \rho_{\text{вим}} = 1,4 \cdot 106 = 148 \text{ Ом} \cdot \text{ м}$$

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

Опір заземлення системи трос-опора:

$$R_{mp-on} = \sqrt{R_{mp} R_{on}}$$

R_{mp} – опір троса між опорами;

R_{on} – опір заземлення опори.

Опір троса:

$$R_{mp} = \frac{0,0024l_{np}}{n_{mp}} = \frac{0,0024 \cdot 180}{2} = 0,216 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

При $100 < \rho_{розр} \leq 500$: $R_{он} \leq 15$

$$R_{mp-on} = \sqrt{R_{mp} R_{он}} = \sqrt{0,216 \cdot 15} = 1,8 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{np} = R_{mp-on} = 1,8 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_z = \frac{R_{дон} R_{np}}{R_{np} - R_{дон}} = \frac{0,5 \cdot 1,8}{1,8 - 0,5} = 0,692 \text{ Ом}$$

$R_{дон}$ – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{220 \cdot 240} = 228,0 \text{ мм}^2$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{a \cdot b} = \sqrt{220 \cdot 240} = 228$$

A – коефіцієнт, що залежить від $\frac{180}{228} = 0,256$. Приймаю $A=0,256$.

Визначимо кількість вертикальних електродів: $n = 22 \cdot 2 + 24 \cdot 2 = 92$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 180 \cdot 19 + 220 \cdot 23 = 9700 \text{ м}$$

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

Знаходимо опір заземлювального контуру ВРП, що складається із сітки вертикальних електродів об'єднаних горизонтальними смугами рис. 4.9:

$$R_{з.р} = 148 \left(\frac{0,256}{229,0} + \frac{1}{9700 + 180 \cdot 92} \right) = 0,171 \text{ Ом}$$

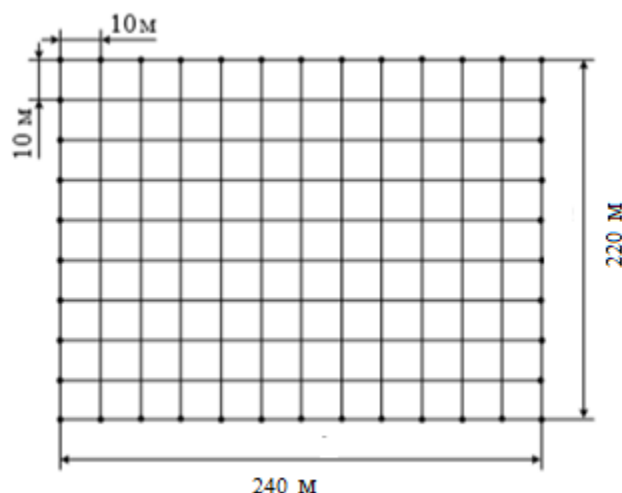


Рисунок 4.9 – Схема заземлювального контуру

Так як розрахункове значення $R_{з.р}$ менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення $R_{з.р} < R_z$, то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

4.5 Висновок до розділу

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

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

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

ВИСНОВОК

В ході виконання магістерської роботи було розраховано схему електричної мережі для споживання 7 потужних споживачів. Додатково було перевірено дану схему в умовах мінімального режиму навантаження та аварійного, при умовного обриву потужної ділянки кільцевої лінії. Подальший аналіз та перевірка проводів на нагрів показав, що така схема може працювати у аварійному режимі. Додатково було обрано ступені РПН на трансформаторах для корегування величини напруги на низькій стороні трансформатора. В деяких випадках обчислена ступінь регулювання була більша за реальну (± 2 або ± 6), тому бралось максимально кінцеве значення.

Виконано перевірку трансформатора на перевантаження згідно добового графіка навантаження. Для даної схеми було розраховано струми короткого замикання в розрахункових точках на стороні високої та низької напруги підстанції, за якими в подальшому проводилася перевірка та вибір обладнання. За розрахованим робочим струмом обрано високовольтне устаткування та струмопровідні частини. Всі значення обиралися за допомогою довідників та відповідають вимогам вибору. Було виконано вибір шин для напруги 220 кВ та 10 кВ, яка виконується алюмінієвими проводами та жилами відповідно. Головною умовою була перевірка на відповідність умови, та щоб переріз шин не був меншим перерізу ліній, які живлять підстанцію. Додатково для контролю та обліку електроенергії на підстанції встановлені контрольно-вимірвальні прилади у відповідності із нормативними документами.

Наступним етапом було розглянуто релейний захист ділянки мережі від короткого замикання на лінії, а саме розрахунок уставки захисту ПЛ-10кВ обмоток реле.

Окремим розділом розглянуто питання блискавкозахисту підстанції та його заземлюючий контур. Проведено відповідний розрахунок. Проведено економічний розрахунок спроектованої мережі. Проведено моделювання роботи мережі при ввімкненими реакторами при короткому замикання.

					<i>MP.6.8.141.493 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

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 (accessed: 28.11.2021).

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 60909-0:2001, ІДТ).

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, ІДТ).

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.

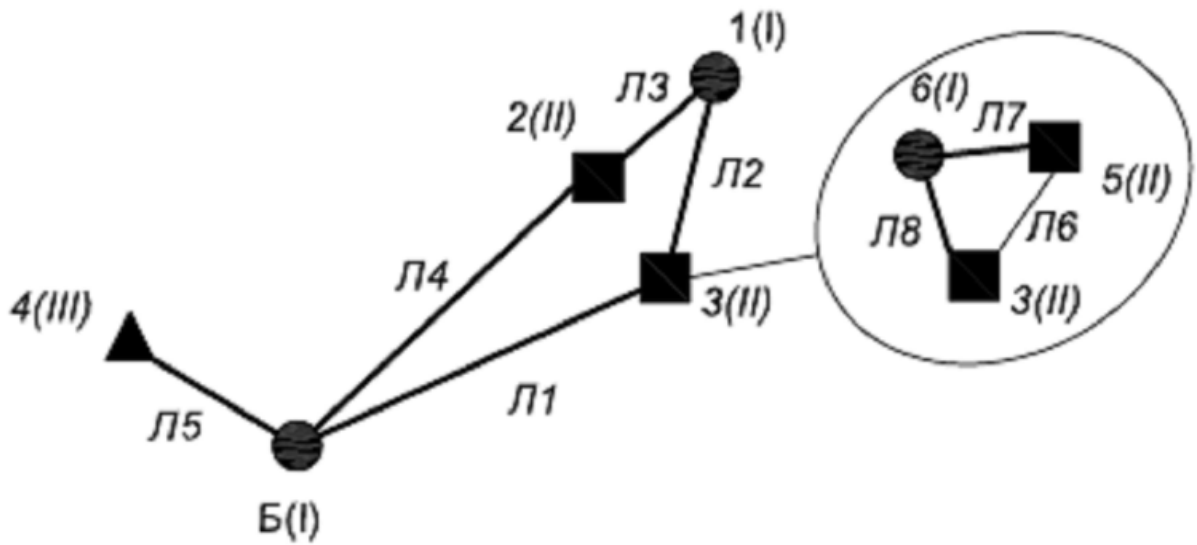
22. Мар’янчук, Е.В. Майструк. Техніка високих напруг. Навчальний посібник. Укл. П.Д. — Чернівці: Рута, 2010. – 90 с.

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

ДОДАТКИ

					MP.6.8.141.493 ПЗ	Арк.
						87
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Схема заміщення мережі А



Погоджено

Зам. інв. N

Підпис і дата

Інв. N оп.

MP 6.8.14.1.4.93 ПЗ

Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі

Зм.	Кільк.	Арк.	Недок.	Підпис	Дата
Розробив		Рябченко			
Перевірив		Василега			
Т. Контроль					
Реценз.					
Н. Контроль		Никифоров			
Н. контроль		Лебединський			

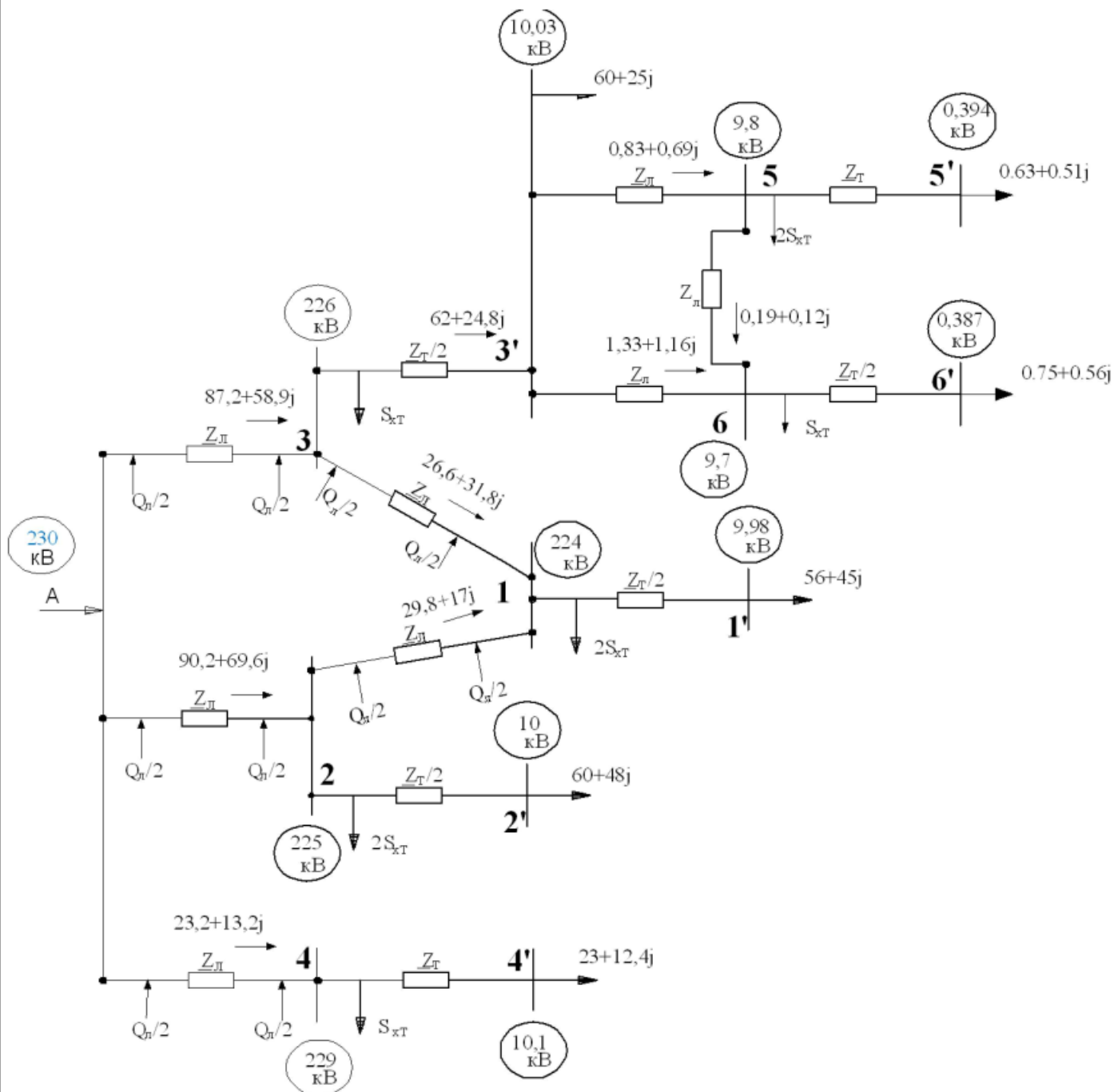
Схема принципова електрична

Схема заміщення мережі А

Стадія	Аркуш	Аркушів
РП	88	92

СумДУ, ЕТ.м - 11

Схема заміщення мережі А в режимі максимального навантаження



Погоджено

Зам. інв. N

Підпис і дата

інв. N оп.

Зм.	Кільк.	Арк.	Недок.	Підпис	Дата
Розробив		Рябченко			
Перевірив		Василега			
Т. Контроль					
Реценз.					
Н. Контроль		Никифоров			
Н. контроль		Лебединський			

MP 6.8.14.1.4.93 ПЗ

Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі

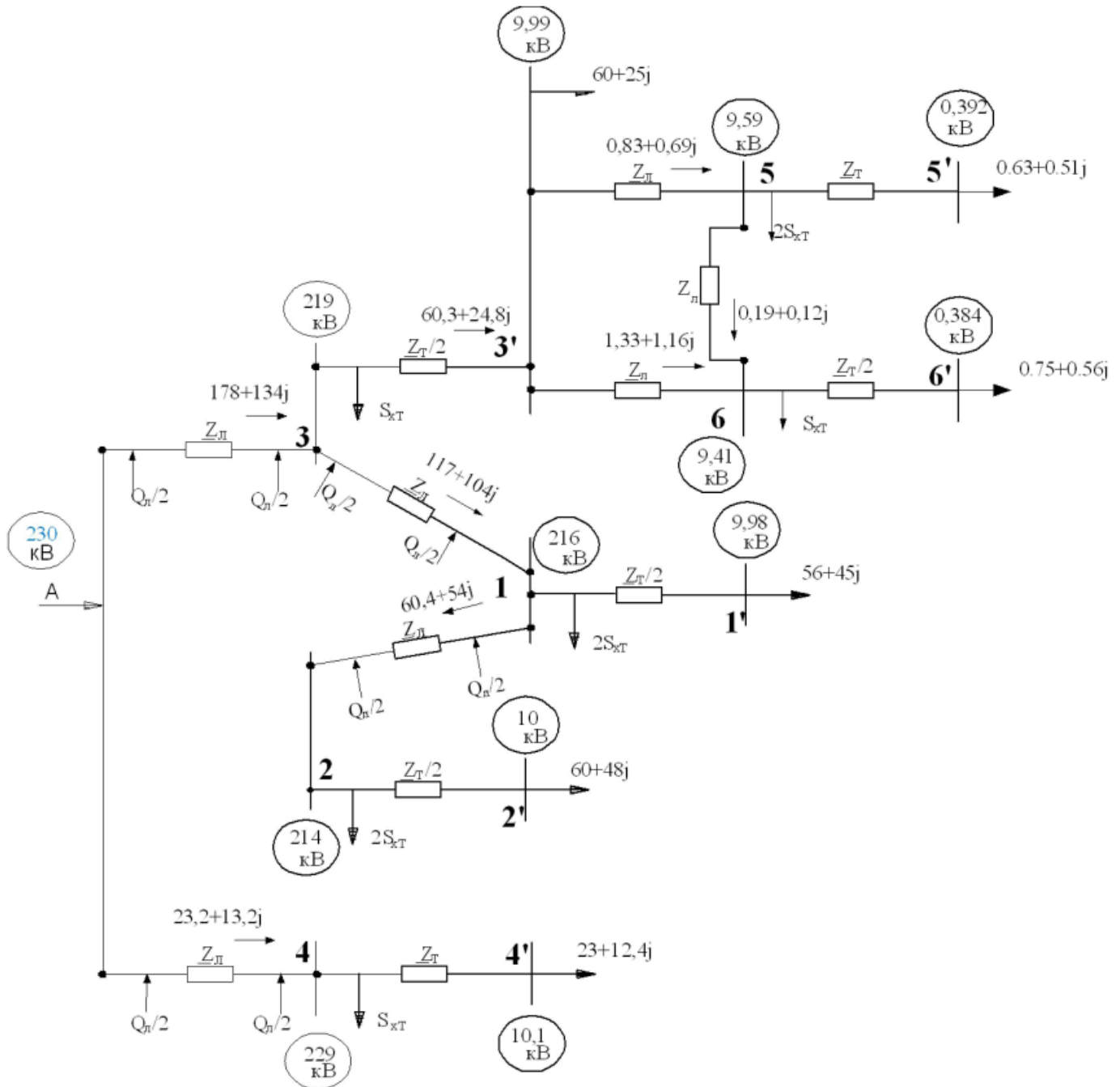
Схема принципова електрична

Схема заміщення мережі А в режимі максимального навантаження

Стадія	Аркуш	Аркушів
РП	89	92

СумДУ, ЕТ.м - 11

Схема заміщення мережі А в аварійному режимі



Погоджено

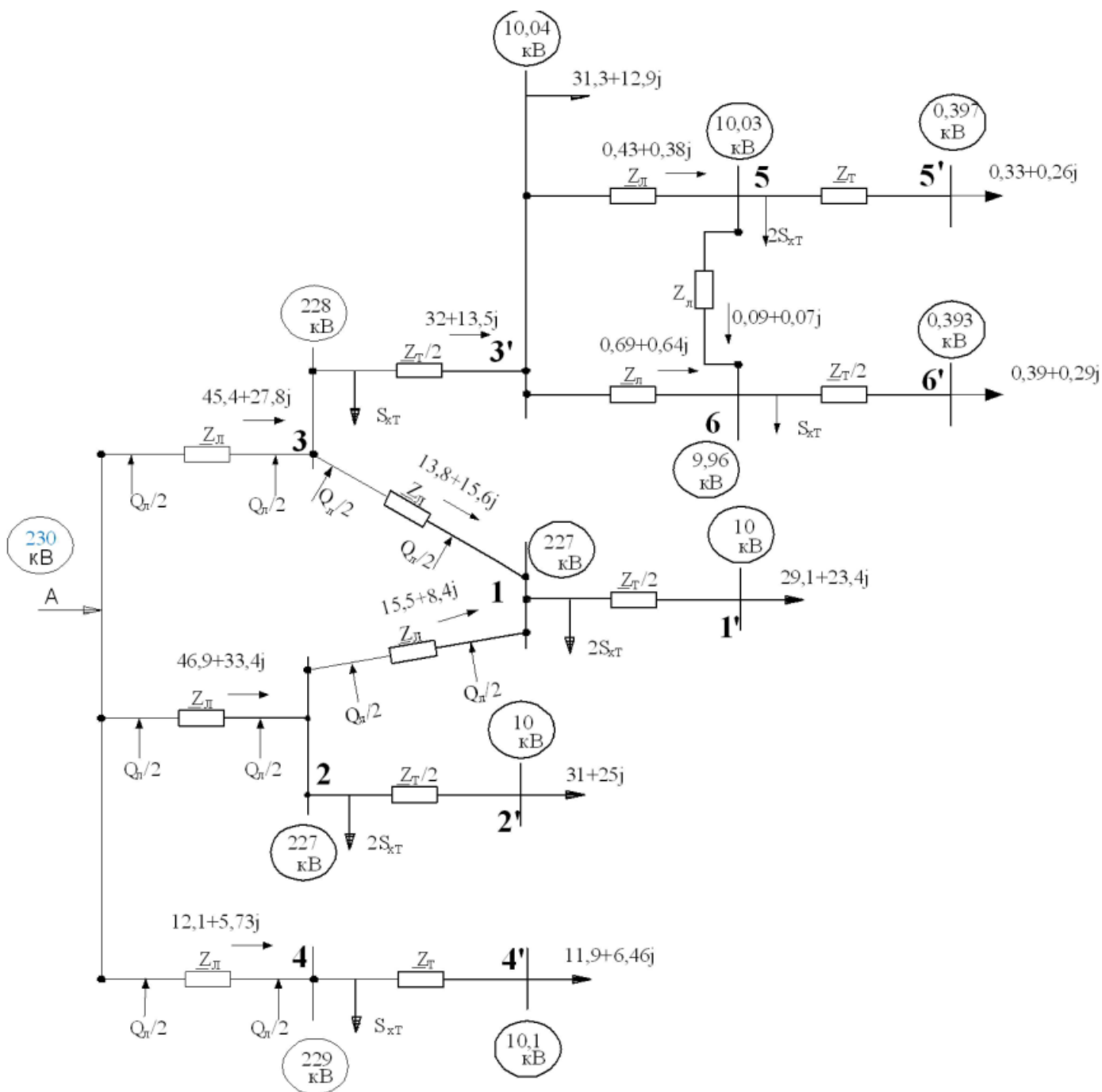
Зам. інв. N

Підпис і дата

Інв. N ор.

						MP 6.8.14.1.493 ПЗ		
						Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі		
Зм.	Кільк.	Арк.	Недок.	Підпис	Дата			
Розробив	Рябченко					Схема принципова електрична		
Перевірив	Василега							
Т. Контроль						Стадія	Аркуш	Аркушів
Реценз.						РП	90	92
Н. Контроль	Никифоров					СумДУ, ЕТ.м - 11		
Н. контроль	Лебединський							

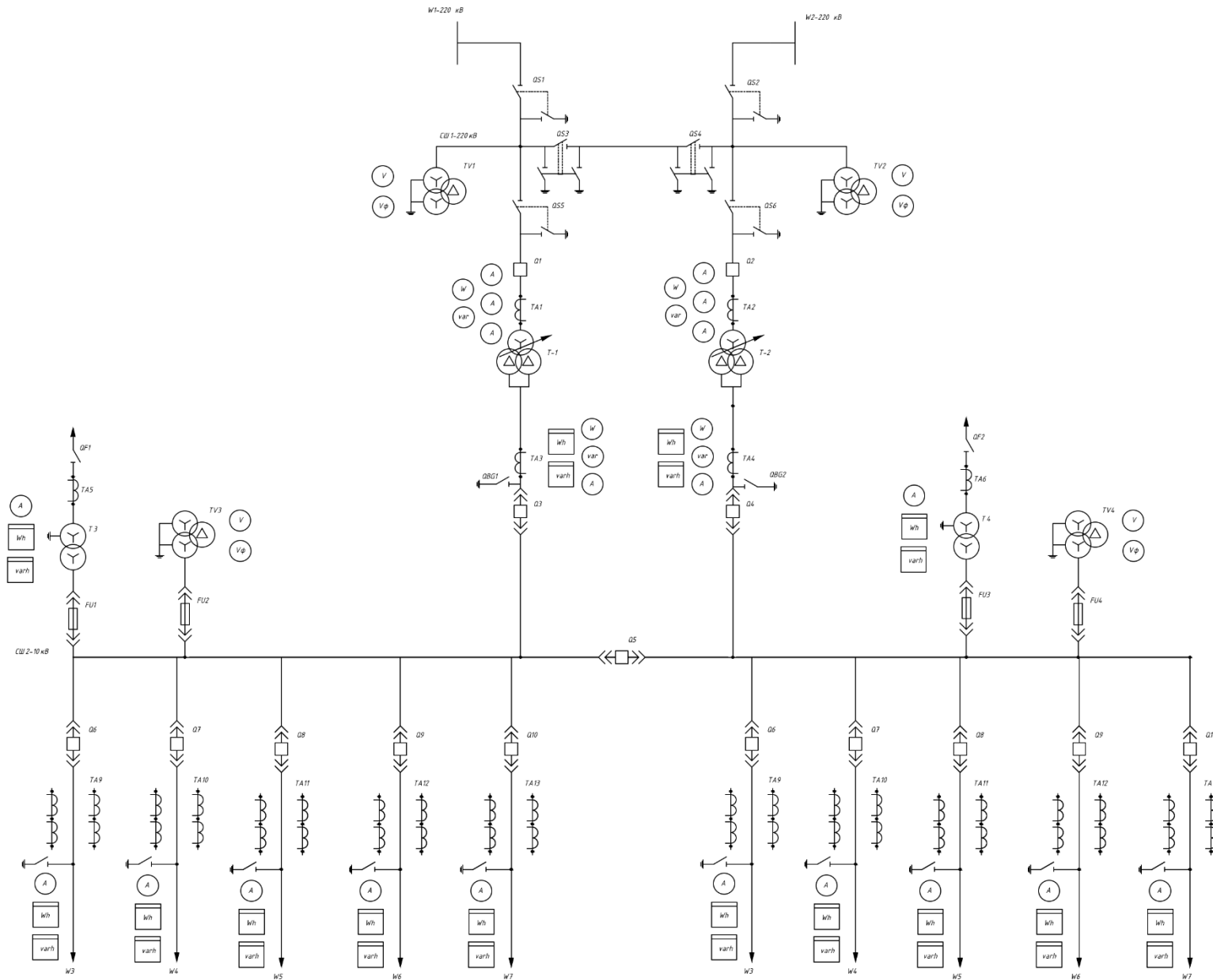
Схема заміщення мережі А в режимі мінімального навантаження



Погоджено

Зам. інв. N	
Підпис і дата	
Інв. N ор.	

MP 6.8.14.1.4.93 ПЗ					
Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі					
Зм.	Кільк.	Арк.	Недок.	Підпис	Дата
Розробив	Рябченко				
Перевірив	Василега				
Т. Контроль					
Реценз.					
Н. Контроль	Никифоров				
Н. контроль	Лебединський				
Схема принципова електрична			Стадія	Аркуш	Аркушів
Схема заміщення мережі А в режимі мінімального навантаження			РП	91	92
			СумДУ, ЕТ.м - 11		



Поз	Позначення	Найменування	К-ть	Прим
1	T1 - T2	Трансформатор силовий ТРДЦН-63000/220	2	
2	Q1 - Q2	Вимикач ЯЕ-220Л-11(21)У4	2	
3	Q3, Q5	Вимикач ВВ0А-15-14.0/12500У3	2	
4	Q4	Вимикач ВЕ-10-40/3150У3	1	
5	Q6 - Q11	Вимикач ВЕ-10-40/1600У3	6	
6	QS1 - QS6	Роз'єднувач зовн. РНД-220/630 Т1	6	
7	TA1 - TA5	Трансформатор струму ТФМ2205-III	5	
8	TV3 - TV4	Трансформатор напруги НКФ-220-58У1	2	
9	FV1 - FV6	Розрядник вентильний	6	
10	QSG1 - QSG3	Заземлювач однополюсний	3	
11	TA6 - TA8	Трансформатор струму ТШВ-15	3	
12	TA9 - TA18	Трансформатор струму ТОЛ-10	10	
13	TV1 - TV2	Трансформатор напруги НОМ-10-66У2	2	
14	T3 - T4	Трансформатор власних потреб ТМ-63/10	2	

МР 6.8.141.493 ПЗ				
Розрахунок параметрів та моделювання окремих складових електричної мережі				
Зм.	Кільк.	Арх.	Видок.	Патис.
Розробив	Рубчино			
Перевірив	Василена			
Т. Контроль				
Уклад.				
Н. Контроль	Нуміфоров			
Н. контроль	Ведіданський			
Схема електричної частини підстанції 220/10 кВ			РП	Архив
Схема електричної частини підстанції 220/10 кВ			92	92
				СумДУ, Е.І.м. 11