

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ І.Л. Лебединський

"__" _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

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

На тему: Розрахунок режиму роботи електричної мережі та вибір обладнання
для високовольної підстанції

Здобувача групи ЕТ-91 Захарченка Андрія Олександровича

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Викорис-
тання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відпо-
відне джерело.

(підпис)

Андрій ЗАХАРЧЕНКО

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

Сумський державний університет

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

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

ЗАВДАННЯ

до виконання кваліфікаційної випускної роботи бакалавра

Захарченко Андрій Олександрович

1. Тема роботи :« Розрахунок режиму роботи електричної мережі та вибір обладнання для високовольтної підстанції»

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

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 10.06.2023 р.

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

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

Вступ

1. Розрахунок електричної мережі

2. Розрахунок електричної частини підстанції

3. Розрахунок релейного захисту

4. Охорона праці

Висновок

Список використаної літератури

Додатки

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	До 15.03.2023	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	До 01.04.2023	
3	Релейний захист	До 05.05.2023	
4	Охорона праці	До 30.05.2023	
5	Оформлення графічного матеріалу	До 05.06.2023	
6	Оформлення пояснювальної записки	До 05.06.2023	
7	Здача роботи на перевірку	До 06.06.2023	

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 79, рис. 8, табл. 52, кресл. 5

Бібліографічний опис: Захарченко А.О. Розрахунок режиму роботи електричної мережі та вибір обладнання для високовольтної підстанції: спец. 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / наук. кер. С.М. Леbedка. Суми : Сумський державний університет, 2023. 82 с.

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

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

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

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

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

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	9
1.1 Постановка завдання.....	9
1.2 Розробка конфігурації електричної мережі.....	10
1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А	13
1.3.1 Визначення довжин ліній.....	13
1.3.2 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів	13
1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв	17
1.3.4 Вибір силових трансформаторів.....	18
1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги	21
1.3.6 Розрахунок втрати електроенергії.....	27
1.4 Післяаварійний режим роботи електричної мережі	29
1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі.....	31
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	34
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів	34
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	39
2.3 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв	41
2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 220 кВ.....	41
2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ.....	42
2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ.....	43
2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ.....	43

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	<i>Розрахунок режиму роботи електричної мережі та вибір обладнання для високовольтної підстанції</i>	Лит.	Аркуш	Листів
Розроб.		Захарченко					5	81
Перевір.						<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
Реценз.								
Н. Контр.		Никифоров						
Затверд.		Лебединський						

2.3.5	Вибір роз'єднувача напругою 220 кВ.....	44
2.4	Вибір трансформатора власних потреб	44
2.5	Вибір електровимірювальних приладів	46
2.5.1	Вибір трансформаторів струму (ТС).....	46
2.5.1.1	Вибір ТС на стороні 220 кВ	46
2.5.1.2	Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора	48
2.5.1.3	Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ	49
2.5.1.4	Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ	51
2.5.2	Вибір трансформаторів напруги.....	52
2.5.2.1	Трансформатор напруги на боці ВН.....	52
2.5.2.2	Трансформатор напруги на боці НН.....	53
2.6	Вибір струмопровідні збірні шин	54
2.7	Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції	58
2.7.1	Компонування розподільних пристроїв.....	58
2.7.2	Вибір розподільних пристроїв	60
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	62
3.1	Розрахунок параметрів реле ДЗТ-11	64

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

4	ОХОРОНА ПРАЦІ	66
4.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ.....	66
4.2	Розрахунок опору контуру заземлення ВРП-220 кВ.....	71
	ВИСНОВОК.....	74
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	75
	Додаток А.....	77
	Додаток Б	78
	Додаток В.....	79
	Додаток Г	80
	Додаток Д.....	81

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

Дана робота передбачає собою аналіз режимів роботи електричної мережі, яка забезпечує електроенергією споживачів у таких випадках: мінімальний, максимальний і аварійний режим роботи.

У процесі проектування електричних мереж використовують ряд послідовних етапів, перший етап це складання технічно конкурентоспроможних варіантів схем, а далі порівнюють ці варіанти за техніко-економічними показниками і вибирають найкращий варіант. Оцінювання техніко-економічних показників потім їх технічних параметрів, якими є номінальна напруга, кількість ланцюгів підключених до споживачів та перерізи струмоведучих елементів ліній електропередачі, кількість та потужність трансформаторів на знижувальних підстанціях та інші показники схем електричних з'єднань.

У процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- Розрахунок електричної мережі, яка містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатори та навантаження у вигляді споживачів електричної енергії;
- Розрахунок електричної частини підстанції, оброти високовольтні вимикачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, роз'єднувачі.
- Розрахунок релейного захисту трансформатора ТРДЦН 63000/220
- Розрахунок номінальних струмів трансформатора та кількість витків обмоток реле.
- Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції
- Розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ
- Розрахунок блискавковідводу та сітки заземлення підстанції

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Постановка завдання

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. В табл. 1.2 приведені додаткові вихідні дані.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	35	18	35	-13	20	-14
Y, мм	45	16	12	42	16	16
P _{max} , МВт*	44	60	68	72	736	627
cos f	0,9	0,78	0,81	0,9	0,92	0,88
T _{нб} , годин	5490	5220	4610	5720	4230	4390
Категорія	II	II	III	I	I	I

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.		Захарченко				Лист.	Листів
Перевір.						9	81
Реценз.					<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
Н. Контр.		Никифоров					
Затверд.		Лебединський					

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

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

1.2 Розробка конфігурації електричної мережі

За конфігурацією мережі поділяють на розімкнені і замкнені. Розімкнені мережі живляться від одного джерела живлення і передають електроенергію до споживачів лише в одному напрямку. У замкнених мережах електроприймачі одержують щонайменше з двох боків. Розрізняють прості замкнені мережі і складнозамкнені мережі. Прості замкнені мережі мають один замкнений контур, складнозамкнені – декілька. До простих замкнених мереж відносять кільцеву мережу та мережу з двостороннім живленням.

Для початку розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою [1] (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 зане-семо до табл. 1.3.

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
						10
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
P_{max} , МВА	44,00	60,00	68,00	72,00	0,74	0,63
Q_{max} , МВА	21,31	48,14	49,23	34,87	0,31	0,34
P_{min} , МВА	24,64	33,60	38,08	40,32	0,41	0,35
Q_{min} , МВА	11,93	26,96	27,57	19,53	0,18	0,19

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

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

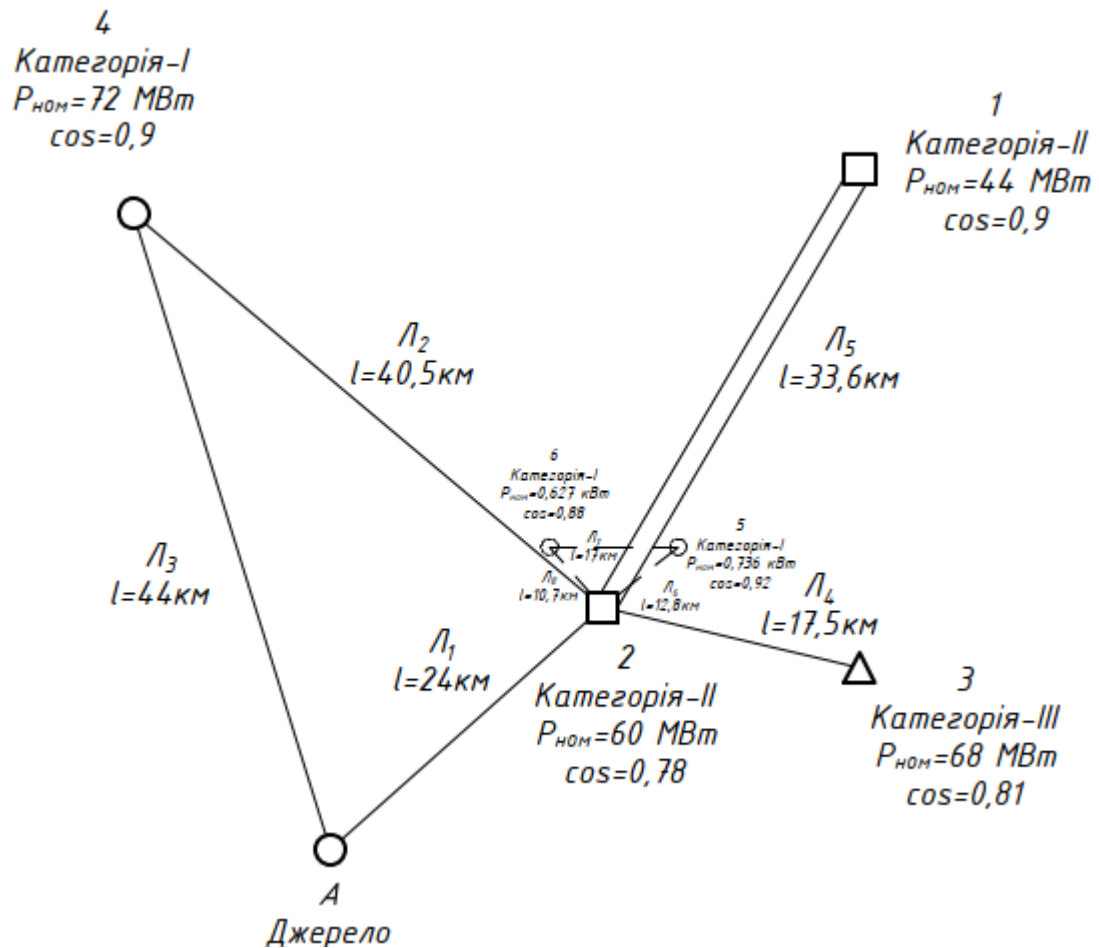


Рисунок 1.1 – Конфігурація електричної мережі

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнутих мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А

1.3.1 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;

Довжини ліній із урахуванням масштабу показані у табл. 1.4.

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі (1.4):

$$L = l \cdot k_M, \quad (1.4)$$

де l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, мм;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою,

k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розрахунки заносяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Довжина лінії з урахуванням масштабу

Ділянка	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
l (км)	24,1	40,5	44	17,5	33,6	25,6	34	21,3
k_M	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5
L (км) (з урахуванням k_M)	24,1	40,5	44	17,5	33,6	12,8	17	10,7

1.3.2 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності, рис. 1.2.

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

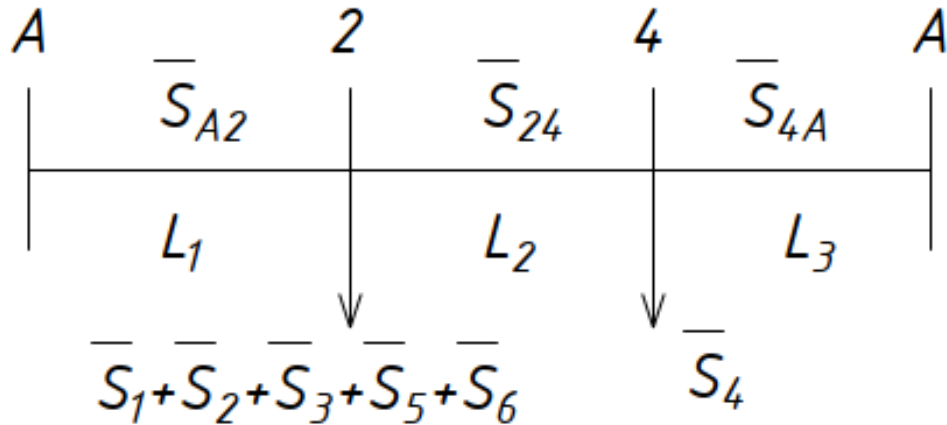


Рисунок 1.2 – Схема заміщення розрахункової схеми

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\underline{S}_{Л1} = \frac{(\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6) \cdot (l_2 + l_3) + \underline{S}_4 \cdot (l_3)}{l_1 + l_2 + l_3} = 164 + j107 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{Л3} = \frac{\underline{S}_4 \cdot (l_1 + l_2) + (\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6) \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3} = 81,3 + j47,2 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_{Л3} - \underline{S}_4 = 9,3 + j12,3 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_3 = 48 - j25,9 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{L4} = \underline{S}_{L5} - \underline{S}_4 - \underline{S}_5 - \underline{S}_6 = 31,7 + j24,6 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{26} = \frac{\underline{S}_5 \cdot (l_8 + l_7) + \underline{S}_6 \cdot (l_8)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,69 + j0,35 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{25} = \frac{\underline{S}_6 \cdot (l_6 + l_7) + \underline{S}_5 \cdot (l_6)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,669 + j0,304 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{56} = \underline{S}_{26} - \underline{S}_6 = 0,067 + j0,009 \text{ МВА}$$

Виходячи із довжин ліній і потужності яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова (1.5):

					БР 3.6.141.127 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

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

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):

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

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_H – 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 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 проектуванні, для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовується алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 1.5.

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

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.

Проведемо розрахунок напруги та струму для ділянки Л1:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{24,1} + \frac{2500}{164}}} = 166,7 \text{ кВ}$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{164,06 + 106,93i}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1027 \text{ А}$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{164,06 + 106,93i}{\sqrt{3} \cdot 220} = 513,9 \text{ А}$$

$$F_e = \frac{I_M}{j_e} = \frac{513,9}{1,1} = 467,2 \text{ мм}^2$$

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	164,06+106,93i	166,7	-	1027,8	513,9
Л2	9,3+12,32i	59,6	-	81	40,5
Л3	81,3+47,22i	154,1	-	493,5	246,7
Л4	68+49,2i	123,7	-	440,5	220,3
Л5	44+21,3i	118,1	-	256,6	128,3
Л6	0,67+0,3i	16,3	42,4		-
Л7	0,07+0,01i	5,3	4,1		-
Л8	0,69+0,35i	16,5	44,7		-

					БР 3.6.141.127 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Виходячи з значень струмів табл. 1.6, обираємо напругу для ліній Л1, Л2 та Л3 220 кВ, для ліній Л4, Л5 – 110 кВ та для Л6, Л7, Л8 – 10 кВ. При цьому на підстанції 2 необхідно встановити триобмотковий трансформатор.

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

Лінія	$I_{ном}, A$	$U_{ном}, кВ$	Дані проводу		$I_{доп}, A$
			$F_e, мм^2$	Марка проводу	
Л1	513,9	220	467,2	АС-300	710
Л2	40,5	220	36,8	АС-240	605
Л3	246,7	220	224,3	АС-300	710
Л4	440,5	110	400,5	АС-185	520
Л5	256,6	110	233,3	2хАС-95	330
Л6	42,4	10	38,5	АС-50	210
Л7	4,1	10	3,7	АС-35	175
Л8	44,7	10	40,6	АС-50	210

1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв

Вибір компенсуючих пристроїв – це в цілому складне завдання.

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

При виборі типу та кількості компенсуючих пристроїв потрібно враховувати можливу кількість і тип трансформаторів на підстанціях. Так, якщо на

підстанції необхідна установка двох трансформаторів, то потужність компенсуючих пристроїв Q_k повинна бути розділена на кожен із них і на кожен обмотку нижчої напруги. При цьому перевагу необхідно віддавати комплектним конденсаторним установкам і лише за великої потужності – синхронним компенсаторам.

$$P_2 = 60 \text{ МВт}; \text{tg}\varphi_2 = 0,802; \text{tg}\varphi_6 = 0,21;$$

$$Q_{к2} = \frac{P_2}{\text{tg}\varphi_2 - \text{tg}\varphi_6} = \frac{60}{0,802 - 0,21} = 35,5 \text{ МВАр}$$

Обираємо два синхронних компенсатора потужністю 16 МВАр. Кожен компенсатор установлений на кожній із шин напругою 10 кВ.

Хід і результати вибору компенсуючих пристроїв показано табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Результати вибору реактивних установок

№ ПС	P_M , МВт	$\text{tg}\varphi$	$\text{tg}\varphi_6$	Q_k , МВАр	Кількість і тип компенсуючих пристроїв
2	60	0,802	0,21	35,5	2хКС-16
3	68	0,724	0,21	35	КС-32

1.3.4 Вибір силових трансформаторів

Визначається 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):

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}}, \quad (1.8)$$

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

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

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

Потужність трансформаторів на підстанції з двома трансформаторами

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

Коефіцієнт завантаження 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.

На електростанціях і підстанціях встановлюють трифазні й однофазні, двообмоткові й триобмоткові силові трансформатори й автотрансформатори, силові трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги.

При виборі кількості трансформаторів необхідно враховувати категорію надійності споживачів. Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби. Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію. Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.9.

Для прикладу проведемо розрахунок для 1 підстанції.

$$40 \geq \frac{48,9}{1,4} = 34,9 \text{ МВА}$$

$$K_3 = \frac{48,9}{2 \cdot 40} = 0,611$$

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Таблиця 1.9 – Вибір трансформаторів

№ ПС	S, МВА	Ка-тего-рія	N _{тр}	Spозр (1-го тр), МВА	Сном (1-го тр), МВА	K _з	Марка т-ра
1	48,9	II	2	34,9	40	0,611	ТРДН-40000/110
2	182,00	II	2	130	125	0,728	АТДЦТН-125000/220/110
3	70,1	III	1	70,1	80	0,876	ТРДЦН-80000/110
4	80	I	2	57,1	63	0,635	ТРДЦН-63000/220
5	0,8	I	2	0,6	0,63	0,635	ТМ-630/10
6	0,7	I	2	0,5	0,63	0,556	ТМ-630/10

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

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

Опір трансформаторів розраховується за формулою (1.11), (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, кВА;

U_K – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано в табл. 1.10 та 1.11.

					БР 3.6.141.127 ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів

Тип трансформатора	АТДЦТН- 125000/220/110	ТРДЦН- 63000/220	ТРДН- 40000/110	ТРДЦН- 80000/110
S _н , МВА	125	63	40	80
U _{ВН} , кВ	230	230	121	115
U _{сн} , кВ	121	-	-	-
U _{нн} , кВ	11	11	11	10,5
U _к , %	11	12	10,5	10,5
ΔP _к , кВт	305	300	172	310
ΔP _х , кВт	65	82	36	70
I _х , %	0,5	0,8	0,65	0,6
Z _{тв} , Ом	0,55+j59,2	3,9+j100,7	1,4+j34,7	0,6+j17,4
Z _{тс} , Ом	0,48+0j	-	-	-
Z _{тн} , Ом	3,2+131j	-	-	-
ΔQ _х кВАр	625	504	260	480

Таблиця 1.11 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр	пТ
		ВН	НН								
ТМ- 630/10	630	10	0,4	5,5	18	2,23	2,1	1,22	5,35	26	25

1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги

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

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

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i , \quad (1.13)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i , \quad (1.14)$$

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

Повний опір лінії визначається за формулою (1.15):

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \quad (1.15)$$

Зарядна потужність лінії визначається за формулою (1.16):

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

де, b_0 – питома ємнісна провідність (См/км);
 $U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ.

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в табл.1.12.

$$R_{л1} = r_0 \cdot l_{л1} = 0,098 \cdot 24,1 = 2,36 \quad (Ом)$$

$$X_{л1} = x_0 \cdot l_{л1} = 0,429 \cdot 24,1 = 10,34 \quad (Ом)$$

$$Q_{13} = b_0 \cdot l_{13} \cdot U^2 = 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 24,1 \cdot 220 = 3,08 \quad (МВАр)$$

$$Z_{л1} = R_{л1} + jX_{л1} = 2,36 + j10,34 \quad (Ом)$$

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Таблиця 1.12 – Параметри проводів лінії

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10-6, См/км		
Л1	24,1	АС-300	0,098+j0,429	2,64	3,08	2,36+j10,34
Л2	40,5	АС-240	0,12+j0,405	2,81	5,51	4,86+j16,4
Л3	44	АС-300	0,098+j0,429	2,64	5,62	4,31+j18,88
Л4	17,5	АС-185	0,162+j0,413	2,75	2,33	2,84+j7,23
Л5	33,6	2хАС-95	0,306+j0,434	2,61	8,49	5,14+j7,29
Л6	12,8	АС-50	0,592+j0,382	-	-	7,58+j4,89
Л7	17	АС-35	0,79+j0,386	-	-	13,43+j6,56
Л8	10,7	АС-50	0,592+j0,382	-	-	6,33+j4,09

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

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (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].

					БР 3.6.141.127 ПЗ	Арк.
						23
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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 розраховується за формулою (1.19):

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

Розрахуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.2. Розрахунок починаємо з знаходження точки потекорозподілу. Результати розрахунку потужності в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.13, 1.14.

$$\underline{S}_{Л1}^{\kappa} = \underline{S}_{m1} - \frac{jQ_{Л1}}{2} = 166,6 + j72,1 \quad (MBA)$$

$$\Delta \underline{S}_{Л1} = \frac{(\underline{S}_{Л1}^{\kappa})^2}{U_{BH}^2} (R_{Л1} + jX_{Л1}) = \frac{(166)^2 + (72,1)^2}{220^2} (2,36 + j10,34) = 1,61 + j7,05 \quad (MBA)$$

$$\underline{S}_{Л1}^H = \underline{S}_{Л1}^{\kappa} + \Delta \underline{S}_{Л1} - \frac{jQ_{Л1}}{2} = 168,3 + j77,6 \quad (MBA)$$

					БР 3.6.141.127 ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$S^{кін}$, МВА	ΔS , МВА	$S^{поч}$, МВА	$I_{роз}$, А	$I_{доп}$, А
Л1	166,66+72,13i	1,61+7,05i	168,27+77,64i	486,3	710
Л2	10,01-0,34i	0,01+0,03i	10,02-3,07i	27,5	605
Л3	82,31+35,97i	0,72+3,15i	83,03+36,31i	237,8	710
Л4	68,49+18,18i	1,18+3i	69,67+20,02i	380,5	520
Л5	44,07+17,61i	0,96+1,36i	45,03+14,73i	248,7	2x330
Л6	0,68+0,3i	0,042+0,027i	0,72+0,33i	45,7	210
Л7	0,06+0,01i	0	0,06+0,01i	3,5	175
Л8	0,69+0,35i	0,038+0,024i	0,73+0,37i	47,3	210

$$\underline{S}_{11}^k = \underline{S}_1 = 44,21 + j21,3 \quad (MBA)$$

$$\Delta \underline{S}_{11} = \frac{(\underline{S}_{11}^k)^2}{U^2} Z_1 = \frac{(44,21)^2 + (21,3)^2}{110^2} (0,018 + j0,13) = j0,03 \quad (MBA)$$

$$\underline{S}_{11}^H = \underline{S}_{11}^k + \Delta \underline{S}_{13} + \Delta \underline{S}_{x11} = 44,07 + j21,85 \quad (MBA)$$

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	$S^{кін}$, МВА	ΔS , МВА	$S^{поч}$, МВА
1-1'	44+21,3i	0,03i	44,07+21,85i
2 ВН	176,35+54,03i	0,19+20,8i	176,67+76,08i
2 СН	114,7+34,75i	0,07	114,77+34,75i
2 НН	61,45+16,8i	0,13+2,48i	61,58+19,28i
3-3'	68+17,2i	0,43+1,73i	68,49+19,34i
4-4'	72+34,8i	0,14+0,56i	72,3+36,37i
5-5'	0,736+0,314i	0,01+0,03i	0,746+0,384i
6-6'	0,627+0,338i	0,01+0,02i	0,637+0,398i

Загальна потужність системи складе:

$$S_A = 251 + j113,9 \text{ МВА}$$

Проведемо розрахунок величини напруги в проєктованій мережі. Результати розрахунку напруги у вузлах мережі показано у табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{роз}}, \text{ кВ}$	Ступінь РПН
A	230	230	-
2	220	225,1	-
4	220	227,6	-
4'	220	226,6	
4"	10	9,87	-5
2 ВН	220	225,1	
2 СН	110	118,47	0
2 НН	10	10,28	0
1	110	115,5	-
3	110	115,8	-
1'	110	115,5	
3'	110	114,5	
1"	10	10,07	-5
1'''	10	9,9	-3
3'''	10	10	-
5	10	9,72	-
6	0,38	0,392	-
5'	0,38	0,381	-
6'	230	230	-

$$U_1 = \sqrt{\left(U - \frac{P_{A1}^H \cdot R_{A1} + Q_{A1}^H \cdot X_{A1}}{2 \cdot U} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H \cdot X_{A1} - Q_{A1}^H \cdot R_{A1}}{2 \cdot U} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(118 - \frac{44,07 \cdot 5,14 + 17,6 \cdot 7,29}{118} \right)^2 + \left(\frac{44,07 \cdot 7,29 - 17,6 \cdot 5,14}{118} \right)^2} = 115,5 \text{ (кВ)}$$

Визначаємо ступінь РПН

Бажана напруга:

$$U_{ННбажана} = 10 \text{ (кВ)}$$

$$U_{ВНбажана} = 10 \cdot k_T = 10 \cdot 10,45 = 104,5 \text{ (кВ)}$$

Знайдемо розрахункове відгалуження трансформатора

$$N = \frac{U_p - U_{ВНбажана}}{U_{ВНбажана} \cdot \Delta U_{рпн}} = \frac{104,5 - 115}{115 \cdot 0,0178} = -5,1 = -5$$

Реальна напруга НН після регулювання

$$U_{НН1} = \frac{U_{ВНреальна} (1 \pm \Delta U_{рпн})}{K_T} = \frac{115(1 - 0,0178 \cdot 5)}{10,45} = 10,07 \text{ (кВ)}$$

В додатку Б показано схему заміщення та поточкорозподілу потужності та актуальні значення напруги в мережі.

1.3.6 Розрахунок втрати електроенергії

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

Час найбільших втрат визначаємо за формулою (1.20):

$$\tau_0 = (0,124 + T_{Нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (1.20)$$

Втрати в лініях (1.21):

$$\Delta W_{л} = \left(\frac{S_{Нб}}{U_{Н}} \right)^2 R_{л} \tau \quad (1.21)$$

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ док.м.	Підпис	Дата		27

Втрати в трансформаторах (1.22):

$$\Delta W_T = 3I_{CK}^2 R_T T + R_X T \quad (1.22)$$

Для трансформатора Т1:

$$\tau_{T1} = (0,124 + 5490 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3968 \quad (\text{год})$$

$$\Delta W_{T1} = 0,03 \cdot 3968 + 0,07 \cdot 8760 = 613,2 \quad (\text{МВт} \cdot \text{год})$$

Для лінії Л1:

$$\tau_{L1} = (0,124 + 5720 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4243 \quad (\text{год})$$

$$\Delta W_{L1} = 1,61 \cdot 4243 = 6831 \quad (\text{МВт} \cdot \text{год})$$

Таблиця 1.16 – Результати розрахунку втрат електроенергії

Ділянка мережі	$T_{нб}$, год	τ , год	ΔW , МВт · год
Л1	5720	4243	6831,23
Л2	5720	4243	42,43
Л3	5720	4243	3054,96
Л4	4610	2998	3537,64
Л5	5490	3968	3809,28
Л6	4230	2621	110,08
Л7	4230	2621	110
Л8	4376	2763	104,99
Т1	5490	3968	613,2
Т2	5212	3647	1612,9
Т3	4610	2998	1814,7
Т4	5720	4243	1995,6
Т5	4230	2621	26,2
Т6	4390	2777	27,8
Загальні втрати			13581

Загальна енергія, яка передається:

$$W = 1359559 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,73 \%$$

1.4 Післяаварійний режим роботи електричної мережі

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

У аварійному режимі дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. Результати розрахунку потужності під час аварійного режиму показано у табл. 1.17, 1.18.

$$\underline{S}_{Л1}^{\kappa} = \underline{S}_{m1} - \frac{jQ_{Л1}}{2} = 0 \quad (MVA)$$

$$\Delta \underline{S}_{Л1} = \frac{(\underline{S}_{Л1}^{\kappa})^2}{U_{BH}^2} (R_{Л1} + jX_{Л1}) = 0 \quad (MVA)$$

$$\underline{S}_{Л1}^H = \underline{S}_{Л1}^{\kappa} + \Delta \underline{S}_{Л1} - \frac{jQ_{Л1}}{2} = 0 \quad (MVA)$$

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

Ділянка	$S^{поч}$, МВА	ΔS , МВА	$S^{кін}$, МВА	$I_{роз}$, А	$I_{доп}$, А
Л1	0	0	0	0	710
Л2	176,67+73,33i	3,67+12,4i	180,34+82,98i	521	605
Л3	248,97+109,64i	6,59+28,87i	255,56+135,7i	705,4	710
Л4	68,49+18,18i	1,18+3i	69,67+20,02i	380,5	520

Продовження табл. 1.17

Ділянка	$S^{\text{поч}}, \text{ МВА}$	$\Delta S, \text{ МВА}$	$S^{\text{кін}}, \text{ МВА}$	$I_{\text{роз}}, \text{ А}$	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$
Л5	44,07+17,61i	0,96+1,36i	45,03+14,73i	248,7	2x330
Л6	0,68+0,3i	0,042+0,027i	0,72+0,33i	45,7	210
Л7	0,06+0,01i	0	0,06+0,01i	3,5	175
Л8	0,69+0,35i	0,038+0,024i	0,73+0,37i	47,3	210

$$\underline{S}_{11}^k = \underline{S}_1 = 44,21 + j21,3 \quad (\text{МВА})$$

$$\Delta \underline{S}_{11} = \frac{(\underline{S}_{11}^k)^2}{U^2} Z_1 = \frac{(44,21)^2 + (21,3)^2}{110^2} (0,018 + j0,13) = j0,03 \quad (\text{МВА})$$

$$\underline{S}_{11}^H = \underline{S}_{11}^k + \Delta \underline{S}_{13} + \Delta \underline{S}_{x11} = 44,07 + j21,85 \quad (\text{МВА})$$

Таблиця 1.18 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах під час аварійного режиму

Ділянка	$S^{\text{поч}}, \text{ МВА}$	$\Delta S, \text{ МВА}$	$S^{\text{кін}}, \text{ МВА}$
1-1'	44+21,3i	0,03i	44,07+21,85i
2 ВН	176,35+54,03i	0,19+20,8i	176,67+76,08i
2 СН	114,7+34,75i	0,07	114,77+34,75i
2 НН	61,45+16,8i	0,13+2,48i	61,58+19,28i
3-3'	68+17,2i	0,43+1,73i	68,49+19,34i
4-4'	72+34,8i	0,14+0,56i	72,3+36,37i
5-5'	0,736+0,314i	0,01+0,03i	0,746+0,384i
6-6'	0,627+0,338i	0,01+0,02i	0,637+0,398i

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у табл. 1.19.

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
						30
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.19 – Результати розрахунків напруги у вузлах під час аварійного режиму

Вузол	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{роз}}$, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	-
4	220	217,1	-
4'	220	216	
4"	10	9,96	-2
2	220	207,9	-
2 ВН	220	207,9	
2 СН	110	109,42	0
2 НН	10	10,21	3
1	110	106,2	-
3	110	106,5	-
1'	110	106,2	
3'	110	105,1	
1"	10	9,98	-1
3"	10	9,94	2
5	10	9,93	-
6	10	9,64	-
5'	0,38	0,389	-
6'	0,38	0,377	-

Схема заміщення роботи мережі в аварійному режимі роботи приведена в додатку В.

1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 1.2 потужність споживачів дорівнює (1.23):

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
						31
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min} , \quad (1.23)$$

де P_{max} – потужність максимального режиму;

K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} . Результати розрахунку потужності під час мінімального режиму показано у табл. 1.20, 1.21.

Таблиця 1.20 – Результати розрахунків потужності під час мінімального режиму

Ділянка	$S^{кін}$, МВА	ΔS , МВА	$S^{поч}$, МВА	$I_{роз}$, А	$I_{доп}$, А
Л1	92,59+8,89i	0,42+1,85i	93,01+9,2i	245,3	710
Л2	5,65-10,55i	0,01+0,05i	5,66-13,26i	37,8	605
Л3	46,17+10,09i	0,2+0,87i	46,37+8,15i	123,6	710
Л4	38,27-4,64i	0,35+0,89i	38,62-4,92i	204,3	520
Л5	24,71+8,19i	0,29+0,41i	25+4,36i	133,2	2x330
Л6	0,38+0,19i	0,014+0,009i	0,39+0,2i	25,3	210
Л7	0,03+0,01i	0	0,03+0,01i	1,8	175
Л8	0,38+0,21i	0,012+0,008i	0,39+0,22i	25,9	210

Таблиця 1.21 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	$S^{кін}$, МВА	ΔS , МВА	$S^{поч}$, МВА
1-1'	24,64+11,9i	0,01i	24,71+12,43i
2 ВН	98,06-4,5i	0,05+5,89i	98,24+2,64i
2 СН	63,62-0,56i	0,02	63,64-0,56i
2 НН	34,38-4,68i	0,04+0,74i	34,42-3,94i
3-3'	38,08-4,4i	0,13+0,52i	38,27-3,47i
4-4'	40,32+19,5i	0,04+0,18i	40,52+20,69i
5-5'	0,41216+0,2i	0,01i	0,41216+0,25i
6-6'	0,35112+0,2i	0,01i	0,35112+0,25i

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у табл. 1.22.

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку напруги у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{роз}}$, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	-
2	220	228,7	-
4	220	229,4	-
4'	220	228,8	
4"	10	9,97	-5
2 ВН	220	228,7	
2 СН	110	120,37	0
2 НН	10	10,44	0
1	110	118,8	-
3	110	119,8	-
1'	110	118,8	
3'	110	119,6	
1"	10	10,36	-5
3"	10	10,73	-1
5	10	10,29	-
6	10	10,13	-
5'	0,38	0,406	-
6'	0,38	0,4	-

В додатку Б приведено схему заміщення електричної мережі роботи в мінімальному режимі.

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

Відповідно електричної системи, обираємо електричну схему живлення, котра має найменше втрат електроенергії в процесі експлуатування. В додатку А показано таку принципову електричну схему підстанції, яку будемо проектувати. В табл. 2.1 приведено вихідні дані трансформаторної підстанції.

Таблиця 2.1 – Трансформатори на підстанціях

№ ПС	$S_{\text{спож}}$, МВА	Кат. спож.	N тр- рів, шт.	$S_{\text{розр}}$ (1-го тр), МВА	$S_{\text{ном}}$ (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
4	80	I	2	57,1	63	0,635	ТРДЦН-63000/220

В табл. 2.2 приведено технічні параметри та тип використаного проводу в електричній схемі.

Таблиця 2.2 - Параметри ліній за схемою

Ділянка	Довж, км	Марка проводу	Параметри проводу		$Q_{\text{л}}$, МВАр	$Z_{\text{л}}$, Ом
			Z_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км		
Л1	24,1	АС-300	0,098+j0,429	2,64	3,08	2,36+j10,34
Л2	40,5	АС-240	0,12+j0,405	2,81	5,51	4,86+j16,4
Л3	44	АС-300	0,098+j0,429	2,64	5,62	4,31+j18,88

					БР 3.6.141.127 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.		Захарченко			Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.						34	81
Реценз.					СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.		Никифоров					
Затверд.		Лебединський					

Розрахунок режиму роботи електричної мережі та вибір обладнання для високовольтної підстанції

В табл. 2.3 приведено початкові дані, на основі яких було спроектовано електричну мережу..

Таблиця 2.3 – Початкові дані споживача

Параметр	4-й спож.
X, мм	-13
Y, мм	42
P _{max} , МВт*	72
cos φ	0,9
T _{нб} , годин	5720
Категорія	I

Виходячи з умови необхідно виконати наступні завдання:

- 1) Обрати трансформаторну підстанцію з двома трансформаторами;
- 2) Взяти дані про потужності та коефіцієнту потужності з табл. 2.3 та занести дані до табл. 2.4.
- 3) Взяти величину $S_{кз.с}$ та температури з методичних вказівок та занести дані величини до табл. 2.4.
- 4) Порахувати значення X_{L1} та X_{L2} згідно до схеми та занести значення до табл. 2.4.
- 5) Обрати графік споживання електричної енергії та занести значення до табл. 2.5.

Відповідно до першого пункту списку вище обираємо 4 підстанцію. Потужність навантаження складатиме $P = 39$ МВт, а попередньо обраний трансформатор ТРДЦН – 63000/220.

$$X_{L1*} = X_{L2} + X_{L3} = 4,86 + j16,4 + 4,31 + j18,8 = 36,45 \text{ Ом}$$

$$X_{L2*} = X_{L1} = 2,36 + j10,3 = 10,57 \text{ Ом}$$

Таблиця 2.4 – Вихідні дані до проектування

$P_{НОМ.НАВ},$ МВт	$\cos \varphi$	XL1, Ом	XL2, Ом	Sкз.С, МВА	t, °С
72	0,9	36,45	10,57	5000	0

Таблиця 2.5 – Графік споживання електричної енергії

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
4	50	50	55	95	90	75	75	100	78	125	130	100

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

$$S_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\cos \varphi} = \frac{72}{0,9} = 80(\text{МВА})$$

Знаходимо $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{НОМ}}{1,4} = \frac{80}{1,4} = 57,14 (\text{МВА})$$

Перевіряємо номінальну потужність трансформатора

$$S_{НОМ} = 63(\text{МВА})$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою та заносимо дані до табл. 2.6:

$$S_n = \frac{S_{НОМ} \cdot \%}{100}$$

Таблиця 2.6 – Споживання електричної енергії в нормальному режимі роботи

Го- дини	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	40	44	76	72	60	60	80	62	100	104	80	40

Проведемо перевірку трансформатора в аварійному режимі, так як в систематичному режимі при роботі двох трансформаторів перенавантаження немає. Побудуємо графік навантаження рис. 2.1.

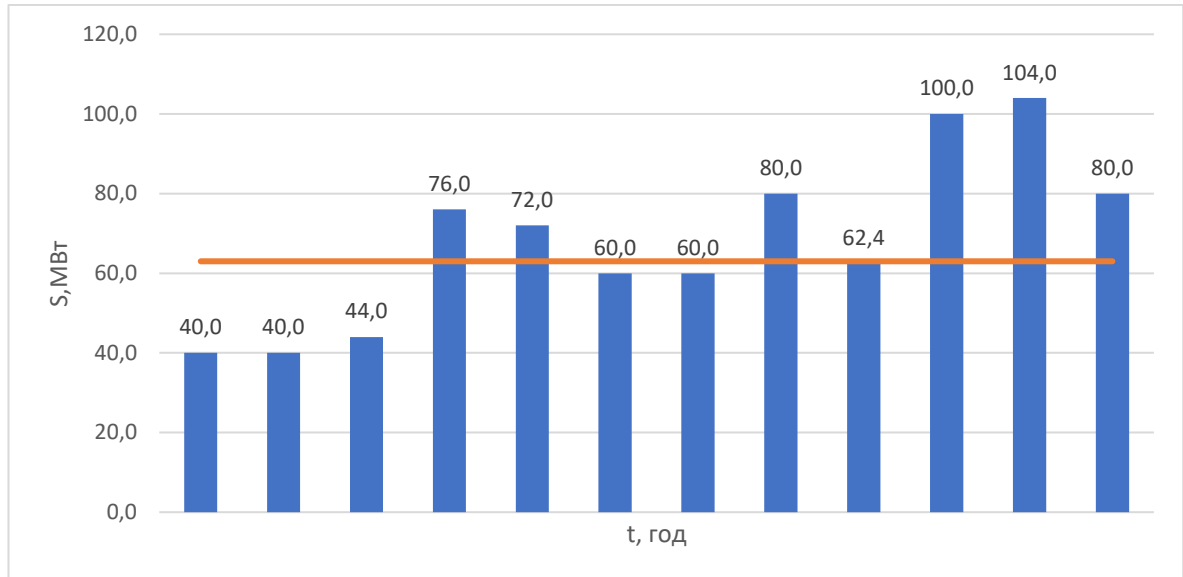


Рисунок 2.1 – Графік споживання електричної енергії в аварійному режимі

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

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

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.

$$K_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{40^2 \cdot 4 + 44,0^2 \cdot 2 + 60^2 \cdot 4 + 62,4^2 \cdot 2}{12}} = 0,826$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому обираються ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

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

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

$$K_2 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{76^2 \cdot 2 + 72^2 \cdot 2 + 80^2 \cdot 4 + 100^2 \cdot 2 + 104^2 \cdot 2}{12}} = 1,298$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{МАХ} = \frac{S_{МАХ}}{S_{НОМ}} = \frac{104}{63} = 1,65$$

де $S_{МАХ}$ – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

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

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{МАХ} = 0,9 \cdot 1,65 = 1,486$$

Порівнюємо два числа K_2' та $0,9 \cdot K_{МАХ}$, та обираємо найбільше. Остаточно беремо $K_2 = 1,486$.

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (0 С) і часу перевантаження $t = 12$ годин, та заносимо дані до табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Дані державного стандарту

	0,7	0,8
12	1,5	1,5

$$K_{12ГОСТ} = 1,5$$

Як видно, $K_{12ГОСТ} = 1,5$ більше за реальне $K_2 = 1,49$, отже даний режим роботи допустимий для даного трансформатора.

Як видно, даний трансформатор задовольняє умові навантаження споживачів.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 2.2.

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

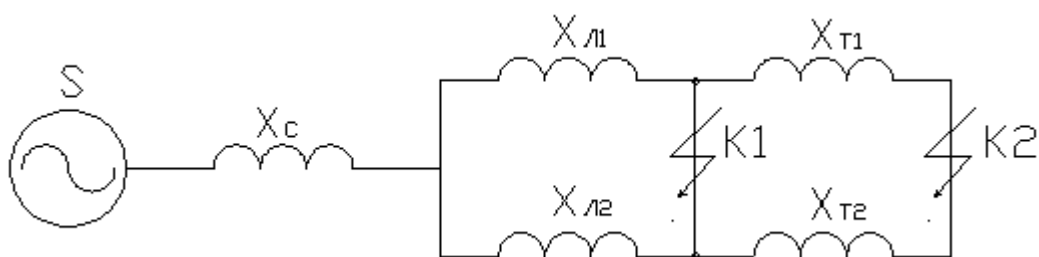


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{220^2}{5000} = 9,68 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{36,45 \cdot 10,57}{36,45 + 10,57} = 8,19 \quad \text{Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора

$$S_T = 63 \quad (\text{МВА});$$

Опір трансформатора

$$X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 220^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 80,66 \quad (\text{Ом});$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (9,68 + 8,19)} = 7,11 \quad (\text{кА});$$

										Арк.
										39
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.127 ПЗ					

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (9,68 + 80,66 + 8,19)} = 2,18 \quad (\text{кА}).$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 2,18 \cdot \frac{220}{10} = 47,96 \quad (\text{кА}).$$

Ударний струм:

$$K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 7,11 = 16,19 \quad (\text{кА});$$

$$K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 47,96 = 109,2 \quad (\text{кА}).$$

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.

для K_1

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 7,11 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,912 \quad (\text{кА});$$

для K_2

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 47,96 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 9,18 \quad (\text{кА}).$$

Інтеграл Джоуля

для K_1

$$W_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 7,11^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 4,3 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

для K_2

$$W_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 47,96^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 345 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Таблиця 2.8 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля V_K , кА ² с
Шини 220 кВ(K_1)	7,11	16,19	7,11	0,912	4,3
Шини 10 кВ(K_2)	47,96	109,2	47,96	9,18	345

2.3 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231 \text{ A}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092 \text{ A}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546 \text{ A}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{\text{відх}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509 \text{ A}$$

2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 220 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.9. Каталожні параметри вимикача узяті з [3].

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Таблиця 2.9 – Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	231 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	7,11 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	16,19 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$	7,11 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,912 кА	7,245 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	4,3 кА ² с	7500 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВВБ-220Б-31,5/2000У1.

2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ

Таблиця 2.10 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	17,5 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	5092 А	6300 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	47,96 кА	63 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	109,2 кА	173 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$	47,96 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	9,18 кА	39,69 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	345 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ЗАНЗ Siemens HG -17,5-63/173-6300

					БР 3.6.141.127 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Таблиця 2.11 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	2546 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	47,96 кА	63 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	109,2 кА	160 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	47,96 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	9,18 кА	25,2 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	345 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ЗАНЗ Siemens HG -12-63/160-3150

2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ

Таблиця 2.12 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	509 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	47,96 кА	63 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	109,2 кА	160 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	47,96 кА	63 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	9,18 кА	50,4 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	345 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ЗАНЗ Siemens HG -12-63/160-1250.

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

2.3.5 Вибір роз'єднувача напругою 220 кВ

У табл. 2.13 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.13 – Вибір роз'єднувача 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{роз} \leq I_{ном}$	231 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	16,19 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	4,3 кА ² с	4800 кА ² с

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

2.4 Вибір трансформатора власних потреб

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

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

Трансформатори комплектуються:

- системою охолодження з дуттям;
- мастило вказівника, для контролю рівня масла в баку;
- мастило вказівника, для контролю рівня масла в відсіку РПН;

					БР 3.6.141.127 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

- датчиком температури трансформатора (для трансформаторів, потужністю 1000 кВА та більше);
- датчиком температури пристрою РПН;
- газове реле трансформатора, для візуального контролю виділення газу, а також для відбору проби масла (для трансформаторів, потужністю 1600 кВА та більше);
- газовим реле для пристрою РПН;
- пристроєм, для переключування в поздовжньому і поперечному напрямку (для трансформаторів, потужністю 1000 кВА та більше).

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Всього	cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Кількість				P, кВт	Q, кВАр
Охолодження ТРДН-40000/220	29,6	2	59,2	0,8	0,75	59,2	44,4
Підігрів вимикачів напругою 220 кВ	1,8	3	5,4	1	0	5,4	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, віділювачів, короткозамикачів	1,2	15	18	1	0	18	0
Освітлення ВРП 220 кВ	60	1	60	1	0	60	0
Освітлення ЗРП	7	1	7	1	0	7	0
Опалення, вентиляція закритого РП	15	1	15	1	0	15	
Всього	2	1	2	1	0	2	0

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

$$S_{\text{роз}} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{166,6^2 + 44,4^2} = 137,93 \text{ кВА}$$

Обираємо два трансформатори власних потреб ТМ- 100/10 , потужністю по 100 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $137,93/100 = 1,379$ що допустимо.

2.5 Вибір електровимірювальних приладів

2.5.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)

Вимірювальні ТС відносяться до класу спеціальних трансформаторів і призначені для:

- а) розширення межі вимірювання приладів (амперметрів, ватметрів);
- б) живлення струмових обмоток лічильників електричної енергії;
- в) живлення схем автоматичного контролю та захисту систем електропостачання від перевантажень та струмів КЗ.

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

2.5.1.1 Вибір ТС на стороні 220 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку високої напруги встановлено амперметр ватметр та варметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	1,5	0,5	-	0,5
Сумарне навантаження		1,5	0,5	1,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	220	220
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	231	300
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	16,19	25
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	4,3	288

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 220-У1.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}$$

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 приладів, Ом.

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,04 \text{ Ом}$$

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 85$ м

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F},$$

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

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{85}{2,5} = 0,595 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

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

що менше ніж 1,04 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

2.5.1.2 Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр ватметр, варметр, лічильник активної та реактивної енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	1	0,5		
Ватметр	1,5	0,5		0,5
Варметр	1,5	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	1	2,5		2,5
Лічильник реактивної енергії	1,5	2,5		2,5
Сумарне навантаження		6,5	0	6

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

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

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

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

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

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

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 0,35 = 0,71 \text{ Ом},$$

що менше ніж $0,84 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{С}} \leq U_{\text{Н}}$, кВ	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	5092	6000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	109,2	150
$B_{\text{К}} \leq I_{\text{T}}^2 t_{\text{r}}$, кА ² с	345	384

2.5.1.3 Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	1	0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження		0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.20.

Таблиця 2.20 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	2546	3000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	109,2	150
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2 \text{с}$	345	384

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

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

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

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

2.5.1.4 Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	1	0,5	0,5	0,5
Лічильник активної енергії	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження		5,5	0,5	5,5

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
						51
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

що менше ніж $0,88 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Розрахункові параметри трансформатора струму приведені у табл. 2.22.

Таблиця 2.22 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{С}} \leq U_{\text{Н}}, \text{ кВ}$	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}, \text{ А}$	509	600
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{ кА}$	109,2	150
$B_{\text{К}} \leq I_{\text{T}}^2 t_{\text{r}}, \text{ кА}^2\text{с}$	345	384

Обираємо трансформатор струму ТОЛ-Э.

2.5.2 Вибір трансформаторів напруги

2.5.2.1 Трансформатор напруги на боці ВН

Для вибору трансформатора напруги необхідно визначити потужність

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

його вторинної обмотки. Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку ВН і занесемо їх до табл. 2.23.

Таблиця 2.23 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Ватметр	ПЛ - 220 кВ	Д350	1,5	2	1	0	2	6	0
Варметр		Д345	2	2	1	0	2	8	0
Фіксатор імпульсної дії		ФІП	3	1	1	0	2	6	0
Всього								20	0

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

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

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

2.5.2.2 Трансформатор напруги на боці НН

Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку НН і занесемо їх до табл. 2.24.

Таблиця 2.24 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Потужність	К-ть. обм.	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
							P	Q
Вольтметр	Збірні шини	2	1	1	0	2	4	0
Вольтметр (регистр.)		10	1	1	0	2	20	0
Лічильник активної енергії	Лінії 10 кВ	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Лічильник реактивної енергії		3	2	0,38	0,925	12	72	175
Всього							160	350

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{\text{нав}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{168^2 + 350^2} = 388 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НТМІ-10-66 з параметри наведеними в табл. 2.24.

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

Таблиця 2.25 – Технічні дані трансформаторів напруги

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

2.6 Вибір струмопровідні збірні шин

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

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

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

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

$j_e = 1,1$ – для неізолюваних мідних проводів (при $T_{\text{нб}} = 5220$ год -

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

час використання найбільшого навантаження)

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

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

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 231 \text{ А}$$

$$I_{доп} = 610 \text{ А}$$

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

$$q_{min} \leq q_{розр}$$
$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{4,3}}{91 \cdot 10^{-3}} = 22,78 \text{ мм}^2$$

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

Умова виконується $4,78 \text{ мм}^2 \leq 22,78 \text{ мм}^2$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{кз} > 20 \text{ кА}$, а за нашими розрахунками $I_{кз} = 4,78 \text{ кА}$ – отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруги 220 кВ за умовами корони повинен бути не менше 240 мм^2 , тому провід АС–240/32 задовольняє умові.

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

$$I_{роб.нб} \leq I_{доп}$$

$$I_{роб.нб} = 5092 \text{ А}$$

По $I_{роб.нб}$ вибираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу $2 \times 150 \times 65 \times 7 \text{ мм}$, переріз (1010 мм^2), для цих шин $I_{доп} = 5650 \text{ А}$.

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

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

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

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

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot k_{\text{п}} = 5650 \cdot 1,05 = 5932 \text{ А}$$

$$5650 \leq 5932$$

Нерівність виконується.

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

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

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{345}}{91 \cdot 10^{-3}} = 204,1 \text{ мм}^2$$

$$2 \times 17,85 \leq 204,1$$

Нерівність виконується.

3) Вибрані шини, у загальному випадку, необхідно перевірити також на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для мідних шин визначається за формулою

Частота власних коливань шинної конструкції

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J_{y_0-y_0}}{q}},$$

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

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

q - поперечний переріз шини, см².

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
						56
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2} \sqrt{\frac{68}{35,7}} = 239 \text{ Гц}$$

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

4) Перевірка шини на міцність

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

$$\sigma_p = K_p \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-2},$$

де K_p – коефіцієнт, який враховує розташування шин ;

i_y – ударний струм к.з., кА;

a – відстань між фазами, м;

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

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{109,2^2 \cdot 1^2}{14,7 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 17,56 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

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

де h – висота шин, м.

$$f_\Pi = 0,05 \frac{109,2^2}{0,15} = 3975 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили f_Π , МПа:

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

де $W_\Pi = W_{y-y}$

$$\sigma_\Pi = \frac{3975 \cdot 1^2}{12 \cdot 14,7} = 22,53 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

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

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$40,9\text{МПа} \leq 82,3\text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно

2.7 Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції

2.7.1 Компонування розподільних пристроїв

Одним з важливих принципів побудови мережі, який полегшує забезпечення максимальної економічної ефективності та вимог за надійністю, є уніфікація конструктивних вирішень підстанцій. У зв'язку з цим більшість схем існуючих підстанцій вибрані з використанням типових схем розподільчих зладод (РЗ) 3-750 кВ. Нетипові схеми застосовуються тільки за умов спеціального обґрунтування та у випадках реконструкції існуючих підстанцій. Щодо конструктивного виконання широко застосовують комплектні трансформаторні підстанції (з трансформаторами до 16 МВА включно з вищою напругою 35 кВ та до 40 МВА з вищою напругою 110 кВ) або підстанції, які виконані за типовими проектами.

Схеми головних з'єднань підстанцій повинні задовольняти наступні вимоги:

- схема повинна бути економічною, простою, наочною та забезпечуватись засобами автоматичного відновлення живлення споживачів без втручання персоналу;
- схема повинна забезпечувати надійне живлення споживачів у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорії споживачів;
- схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію, якщо він передбачений, в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності із заданим його значенням для ділянки мережі, що розглядається;
- схема повинна допускати поетапний розвиток підстанції. В залежності

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ док.м.	Підпис	Дата		

від місця підстанції в мережі живлення та способу її приєднання до мережі розрізняють підстанції:

- тупикові - такі, що живляться однією або двома радіальними лініями від центру живлення (ЦЖ);
- відгалужувальні - такі, що приєднуються до однієї або до двох ліній "у відпайку";

- прохідні - такі, що приєднані до мережі шляхом заходу та виходу лінії з двостороннім живленням або лінії з подальшим приєднанням інших підстанцій;

- вузлові - такі, що приєднані до мережі трьома та більше лініями.

Відгалужувальні та прохідні підстанції об'єднують терміном проміжні, а прохідні та вузлові, через шини яких проходять потоки потужності, називають транзитними. Схеми приєднання підстанцій до мережі, кількість приєднань до однієї лінії вибирають в залежності від значення навантаження та відповідальності споживачів, довжини ділянки мережі, доцільності її секціонування та необхідності транзиту потужності. Для деяких груп споживачів (тягові підстанції залізниць, насосні та компресорні станції магістральних трубопроводів тощо) ці питання регламентовані галузевими нормативними документами.

На рис. 2.3 зображено схему містка з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів. Дана схема використовується в наступних випадках:

1. Прохідна ПС за необхідності секціонування ліній і збереження транзиту при пошкодженні трансформатора.
2. При потужності трансформаторів до 63 МВА включно.

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

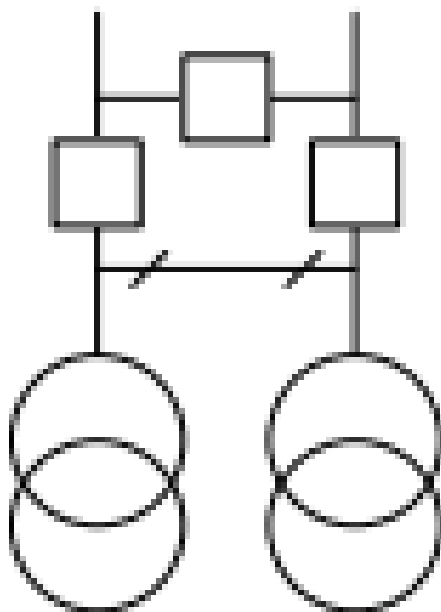


Рисунок 2.3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

2.7.2 Вибір розподільних пристроїв

Розподільні пункти (РПт), як і вузли ЕПС, можуть бути приймальними пунктами, якщо напруга ліній живлення та розподільної мережі збігаються, а також розподільними підстанціями – без функції трансформації напруги. Спорудження таких пунктів є доцільним за необхідності приймання порівняно значної потужності, що передається на об'єкт лініями 6 або 10 кВ, такі РПт називають часто центральними (ЦРПт) та розподілу її для потужних електроприймачів та споживачів

Принципові електричні схеми РП практично нічим не відрізняються від схем розподільних злагод вторинної напруги ГПП, тобто найширшого застосування набула схема з однією секціонованою системою шин. На відміну від трансформаторних підстанцій, які доцільно розміщувати в центрах навантажень, РП розташовують на межі ділянки, що обслуговується, з боку джерел живлення. Так запобігають зустрічним потокам потужності, наявність яких значно погіршує техніко-економічні показники мережі.

Комплектні розподільні пристрої, які випускала та випускає промисловість, мають два типи виконання: таке, в якому вимикачі, трансформатори власних потреб та напруги розміщені на візках і можуть викочуватись, тобто

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

висувні й таке, в якому всі апарати закріплені в комірках, тобто стаціонарні. Обидва виконання вирішують основні завдання індустріалізації електромонтажних робіт, підвищення надійності, безпеки, гнучкості та економічності розподільних споруд. Значне підвищення надійності та безпеки експлуатації досягається завдяки тому, що усі струмовідні частини закриті з ущільненням, яке зменшує проникнення пилу і тим самим підвищує надійність роботи ізоляції, широко застосовані різного роду блокування, які не дозволяють, наприклад, відкрити комірку наявності напруги.

У промислових мережах застосовували і інші серії типу КРУ. Крім того, були розроблені й нові серії малогабаритних КРУ: з компактними колонковими вимикачами з невеликим об'ємом дугогасної рідини, а також з вакуумними вимикачами, які найбільше підходять для частих комутацій.

На рис. 2.4 зображено вакуумний вимикач типу ЗАНЗ.

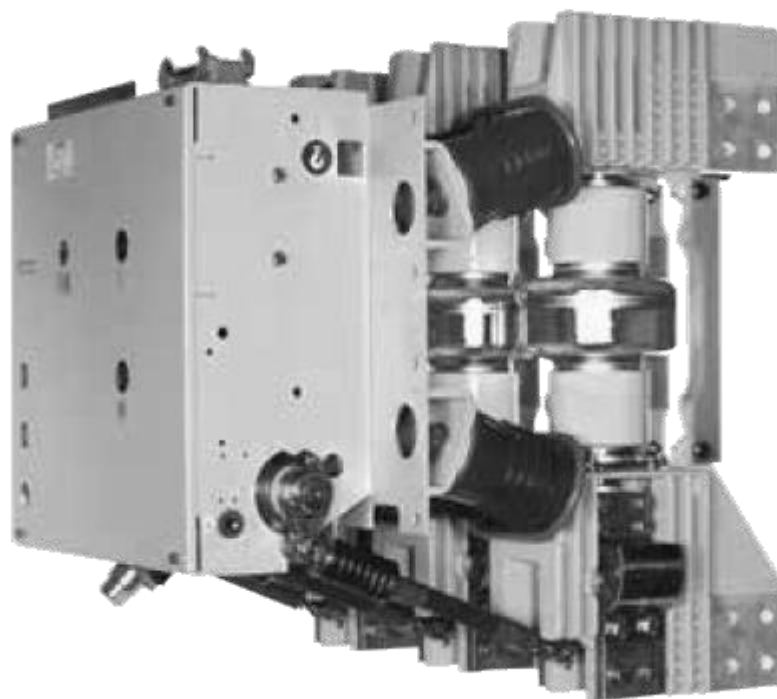


Рисунок 2.4 – Вакуумний силовий вимикач типу ЗАНЗ

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>61</i>

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Вихідні дані до розрахунку трансформатора ТРДЦН-63000/220 наведені в табл. 3.1

Тип реле	Група з'єднання обмоток	Потужність тр-ра	ВН	НН	$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_X, \text{кВт}$	$I_X, \%$
ДЗТ-11	Y/Δ	63МВА	230	11	12	300	82	0,8

Складемо схему релейного захисту та схему заміщення рис. 3.1.

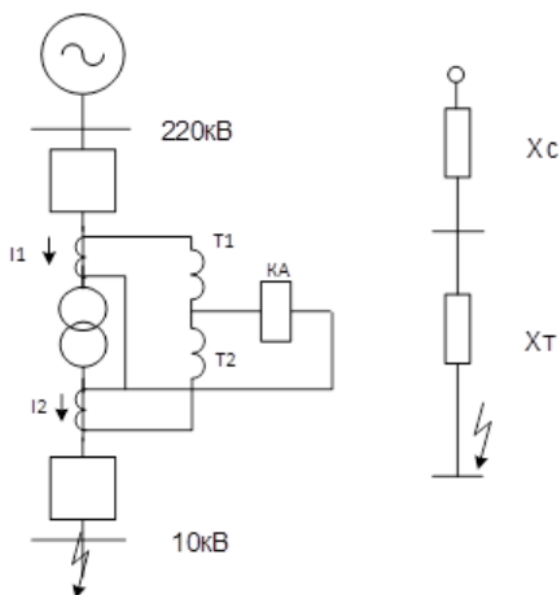


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Визначимо реактивний опір трансформатора

$$X_T = \frac{U_K * U_{НОМ}^2}{100 * S_H} = \frac{12 * 230^2}{100 * 63} = 100,7 \text{ Ом}$$

					БР 3.6.141.127 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.		Захарченко			Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.						62	81
Реценз.					СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.		Никифоров					
Затверд.		Лебединський					

Розрахунок режиму роботи електричної мережі та вибір обладнання для високовольтної підстанції

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

$$x_{В.МАКС} = x_{Т.НОМ}(1 + \Delta U)^2 = 100,7 * (1 + 0,12)^2 = 126 \text{ Ом}$$

$$x_{В.МІН} = x_{Т.НОМ}(1 - \Delta U)^2 = 100,7 * (1 - 0,12)^2 = 78 \text{ Ом}$$

Розрахуємо струм КЗ на шинах НН

$$I_{К.МАКС}^{(3)} = \frac{U_{С.НОМ}}{\sqrt{3} * (x_{С.МАКС} + x_{В.МІН})} = \frac{230}{\sqrt{3} * (12 + 78)} = 1,476 \text{ кА}$$

$$I_{К.МІН}^{(2)} = \frac{U_{С.НОМ}}{2 * (x_{С.МІН} + x_{В.МАКС})} = \frac{230}{2 * (18 + 126)} = 0,960 \text{ кА}$$

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов:

А) відбудова від стрибка струму намагнічування:

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} * U_{СР.НОМ}} = \frac{63}{\sqrt{3} * 230} = 0,1582 \text{ кА}$$

$$I_{С.З.} = k_{ВІД} * I_{НОМ} = 1,3 * 0,128 = 0,2058 \text{ А}$$

де $k_{ВІД}$ – коефіцієнт відбудови.

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} * U_{СР.НОМ}} = \frac{63}{\sqrt{3} * 115} = 0,032 \text{ кА} = 32 \text{ А}$$

Б) Відбудова від струму небалансу

$$I_{С.З.} = k_3(k_{ОДН}\epsilon + \Delta U_1) * I_{К.МІН}^{(2)} = 1,3(1,0 * 0,1 + 0,12) * 1,476 = 0,422 \text{ А}$$

Приймаємо $I_{С.З.} = 422 \text{ А}$.

Визначаємо чутливість захисту при КЗ на НН при мінімальному регулюванні

$$k_ч = \frac{I_{К.МІН}^{(2)}}{I_{С.З.}} = \frac{960}{206} = 4,66$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

3.1 Розрахунок параметрів реле ДЗТ-11

Первинний і вторинний струми трансформатора визначаємо за формулами $I_{\text{НОМ.}n} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ.}n}}$, $I_{\text{В.НОМ.}n} = \frac{I_{\text{НОМ}}k_{\text{сх.}n}}{K_{I.n}}$ і заносимо в табл. 3.2. В якості основної обираємо низьку сторону 11 кВ

Струм спрацювання реле для основного боку:

$$I_{\text{с.р.}n} = \frac{I_{\text{с.з.}}k_{\text{сх}} \left(\frac{U_{\text{НОМ.роз}}}{U_{\text{НОМ.}n}} \right)}{K_{I.n}} = \frac{0,422 * 1 * \frac{230}{11}}{\frac{400}{5}} = 0,110 \text{ А}$$

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для основної сторони:

$$w_{\text{осн.роз}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{с.р.}n}} = \frac{100}{0,11 * 1000} = 0,909 \text{ витка}$$

Приймаємо 1 виток, що відповідає фактичному току спрацювання реле

$$\frac{100}{1} = 100 \text{ А.}$$

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для високої сторони трансформатора 220 кВ

$$w_{\text{роз1}} = 1 * \frac{7,16}{6,86} = 1,04 \text{ витків.}$$

Приймаємо 2 витка.

Уточнений струм спрацювання захист з урахуванням похибки вимірювання:

$$I_{\text{с.з}} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_1 + \Delta w_1) I_{\text{к.макс}} = 1,5(1,0 * 0,1 + 0,12 + 0,0045) 363 = 122,23 \text{ А}$$

$$\text{Де } \Delta w_1 = \frac{w_{\text{роз1}} - w_1}{w_{\text{роз1}}} = \frac{1,04 - 2}{1,04} = 0,923$$

Уточнений струм спрацювання реле:

$$I_{\text{с.р.}n} = \frac{I_{\text{с.з.}}k_{\text{сх}} \left(\frac{U_{\text{НОМ.роз}}}{U_{\text{НОМ.}n}} \right)}{K_{I.n}} = \frac{122,23 * 1 * \frac{230}{11}}{\frac{400}{5}} = 31,95 \text{ А}$$

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

Таблиця 3.2 – Визначення струмів трансформатора

Позначення параметрів	I-ВН-230 кВ	II-НН-11 кВ
$I_{\text{номн}}, \text{А}$	$\frac{63}{(\sqrt{3} * 230)} = 158$	$\frac{63}{(\sqrt{3} * 11)} = 331$
K_{In}	200/5	400/5
Схема з'єднання ТТ	трикутник	зірка
$I_{\text{в.номн}}, \text{А}$	$\frac{158 * \sqrt{3}}{200/5} = 6,83 \text{ А}$	$\frac{331}{400/5} = 7,16 \text{ А}$

Розрахунок струму небалансу захисту при КЗ на сторони НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вимірювання:

$$I_{\text{с.з}} = k_3(k_{\text{одн}}\varepsilon + \Delta U_1 + \Delta w_2)I_{\text{к.макс}} = 1,5(1,0 * 0,1 + 0,12 + 0,061)363 = 153 \text{ А}$$

$$\text{Де } \Delta w_2 = \frac{w_{\text{роз1}} - w_1}{w_{\text{роз1}}} = \frac{1,04 - 2}{1,04} = 0,923$$

Кількість витків гальмівної обмотки:

$$w_{\text{гальм.н}} = \frac{k_3 I_{\text{нб.роз}}}{I_{\text{к.макс}}} * \frac{w_{\text{роб.н}}}{\text{tga}} = \frac{1,5 * 153 * 2}{363 * 0,75} = 1,685$$

Тоді до установки на реле приймаємо такі витки:

$$w_1 = 1 \quad w_2 = 2 \quad w_{\text{гальм}} = 2$$

Чутливість захисту визначаємо наближено за первинними струмами при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{960}{206} = 4,66 > 2$$

та

$$k_{\text{ч}} = \frac{241}{48} = 5,02 > 2, \text{ чутливість забезпечується.}$$

					БР 3.6.141.127 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ

Розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-220 кВ, встановлених на двох порталах, рис 4.1 (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис 4.1 (поз 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП.

Надійність зони захисту від уражень блискавки $P_3 = 0,999$. Параметри розміщення блискавковідводів по площині ВРП наведені в табл. 4.1

Таблиця 4.1 – Вихідні до розрахунку

A, м	B, м	$L_1, м$	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
46	40	32	18	32	8	6	4

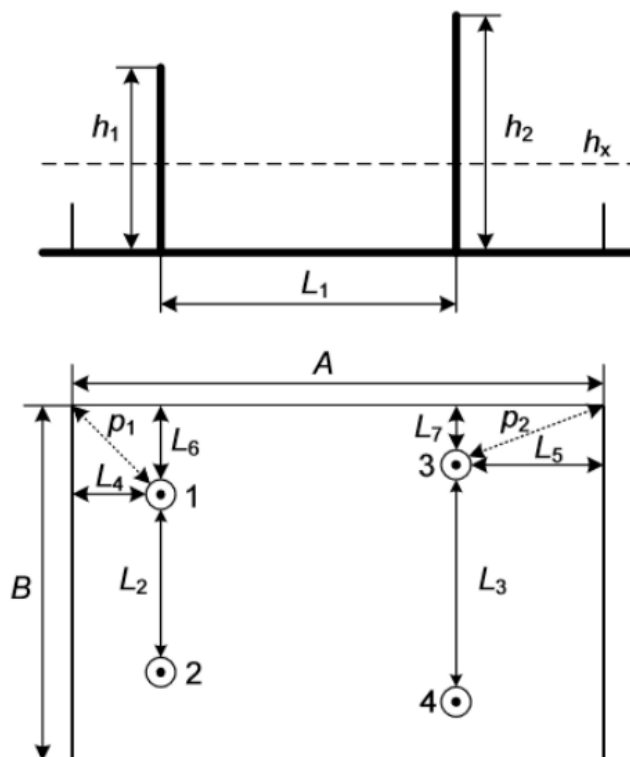


Рисунок 4.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів.

					БР 3.6.141.127 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.	Захарченко				Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.						66	81
Реценз.					СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.	Никифоров						
Затверд.	Лебединський						
					Розрахунок режиму роботи електричної мережі та вибір обладнання для високовольтної підстанції		

Захист будівель і споруд, що мають металеві несучі конструкції або металеву покрівлю, забезпечується шляхом заземлення металевих частин.

Цегляні, залізобетонні та бетонні споруди, металеві опори, що тримають проводи на підстанції, захищають блискавковідводами, які встановлюють на зазначених спорудах, або на окремо встановлених стрижневих блискавковідводах.

Кожний блискавковідвід складається з блискавкоприймача, заземлювача і струмопровідних спусків, що з'єднують блискавкоприймач та заземлювач. За типом розрізняють стрижневі і тросові блискавковідводи. Захист блискавковідводу обумовлюється зоною захисту, точніше простором біля блискавковідводу, ймовірність влучення в яке не перевищує визначеного досить малого значення. Вибір типу і висоти блискавковідводу проводиться виходячи з значень необхідної ймовірності прориву блискавки $P_{пр}$. В усіх випадках система захисту від прямих ударів блискавки вибирається так, потрібно щоб максимально використовувалися природні блискавковідводи (установлені на платформах підстанції), а якщо забезпечувана ними захищеність недостатня, то встановлюється додатково стрижневі блискавковідводи.

1. Визначимо параметри L_6 і L_7 ,

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{40 - 18}{2} = 11 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{40 - 32}{2} = 4 \text{ м}$$

2. Визначимо параметри p_1 і p_2 ,

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{8^2 + 11^2} = 13,6 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{4^2 + 6^2} = 7,21 \text{ м}$$

3. Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що

$$r_{x1} = p_1 \quad r_{x3} = p_2 \text{ при висоті } h_x$$

$$h_1 = \frac{0,7 * p_1 + 0,6 * h_x}{0,42} = \frac{0,7 * 13,6 + 0,6 * 0,4}{0,42} = 23,24 \text{ м}$$

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

$$h_3 = \frac{0,7 * p_2 + 0,6 * h_x}{0,42} = \frac{0,7 * 7,21 + 0,6 * 0,4}{0,42} = 12,59 \text{ м}$$

4. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$L_{12} = L_2 = 18 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 * h_1 = 0,7 * 23,24 = 16,268 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 * h_1 = 0,6 * 23,24 = 13,944 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{13,944 * (16,268 - 4)}{16,268} = 10,515 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25 * 23,24 = 52,29 \text{ м}$$

$$L_{max12} = 4,25 * 23,24 = 98,77 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 16,268 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12})$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{13,944 * (16,268 - 4)}{16,268} = 10,515 \text{ м}$$

5. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 32 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 * h_3 = 0,7 * 12,59 = 8,82 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 * h_3 = 0,6 * 12,59 = 7,55 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{7,55 * (8,82 - 4)}{8,82} = 4,12 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25 * 12,59 = 28,32 \text{ м}$$

$$L_{max12} = 4,25 * 12,59 = 53,51 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 8,82 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12})$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{7,55 * (8,82 - 4)}{8,82} = 4,12 \text{ м}$$

6. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{13} = \sqrt{L_1^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 32,75 \text{ м}$$

на висоті $h_1 = 23,24 \text{ м}$

					БР 3.6.141.127 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

$$L_{c13} = 2,25 * 23,24 = 52,29 \text{ м}$$

$$L_{max13} = 4,25 * 23,24 = 98,77 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 16,268 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

на висоті $h_3 = 12,59 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25 * h_3 = 28,32 \text{ м}$$

$$L_{max31} = 4,25 * h_3 = 53,50 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 8,82 \text{ м}$$

$$h_{cmin13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{16,268 + 8,82}{2} = 12,544 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{13,944 + 7,55}{2} = 10,74 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{cmin13} - h_x)}{h_{cmin13}} = \frac{10,74 * (12,544 - 4)}{12,544} = 7,315 \text{ м}$$

7. Розрахунок параметрів блискавководів 1 та 4:

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + (L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2})^2} = \sqrt{32^2 + (18 + \frac{32 - 18}{2})^2} = 40,61 \text{ м}$$

на висоті $h_1 = 23,24 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25 * h_1 = 2,25 * 23,24 = 52,29 \text{ м}$$

$$L_{max14} = 4,25 * h_1 = 2,25 * 23,24 = 98,77 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{c14} = h_{01} = 16,268 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

на висоті $h_3 = h_4 = 12,59 \text{ м}$

$$L_{41} = 2,25 * h_4 = 28,32 \text{ м}$$

$$L_{max41} = 4,25 * h_4 = 53,51 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 8,82 \text{ м}$$

$$h_{cmin14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = \frac{16,268 + 8,82}{2} = 12,544 \text{ м}$$

$$r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{13,944 + 7,55}{2} = 10,75 \text{ м}$$

$$r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{cmin14} - h_x)}{h_{cmin14}} = \frac{10,74 * (12,544 - 4)}{12,544} = 7,315 \text{ м}$$

					БР 3.6.141.127 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

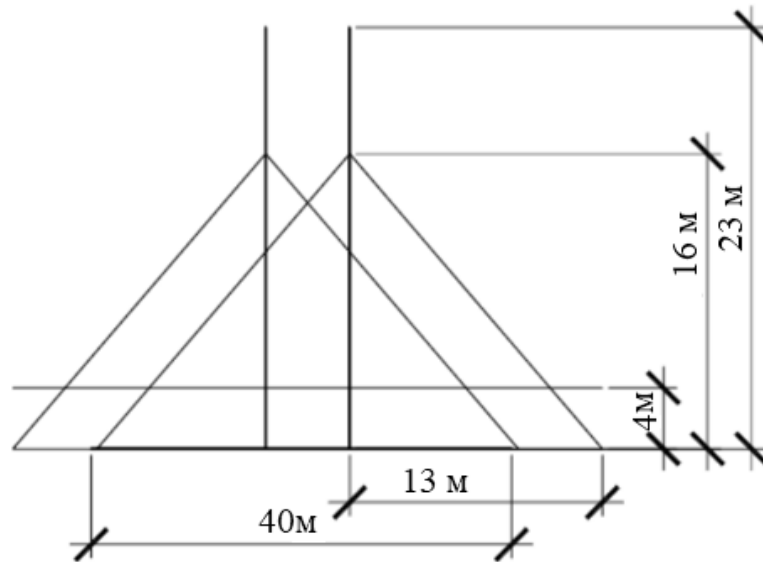


Рисунок 4.2 – Блискавковідводи 1 та 2.

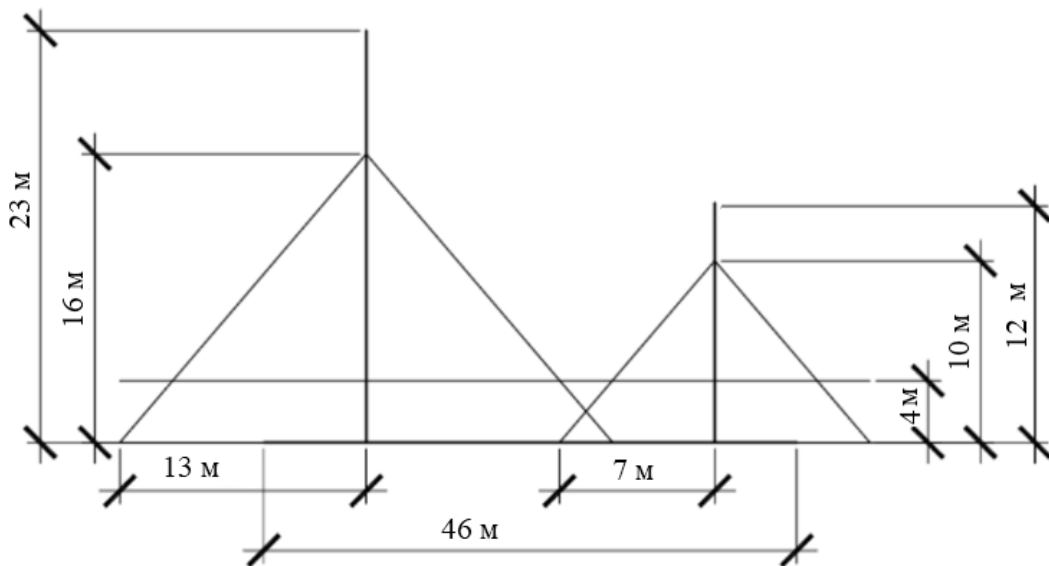


Рисунок 4.3 – Блискавковідводи 1 та 3.

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис 4.4:

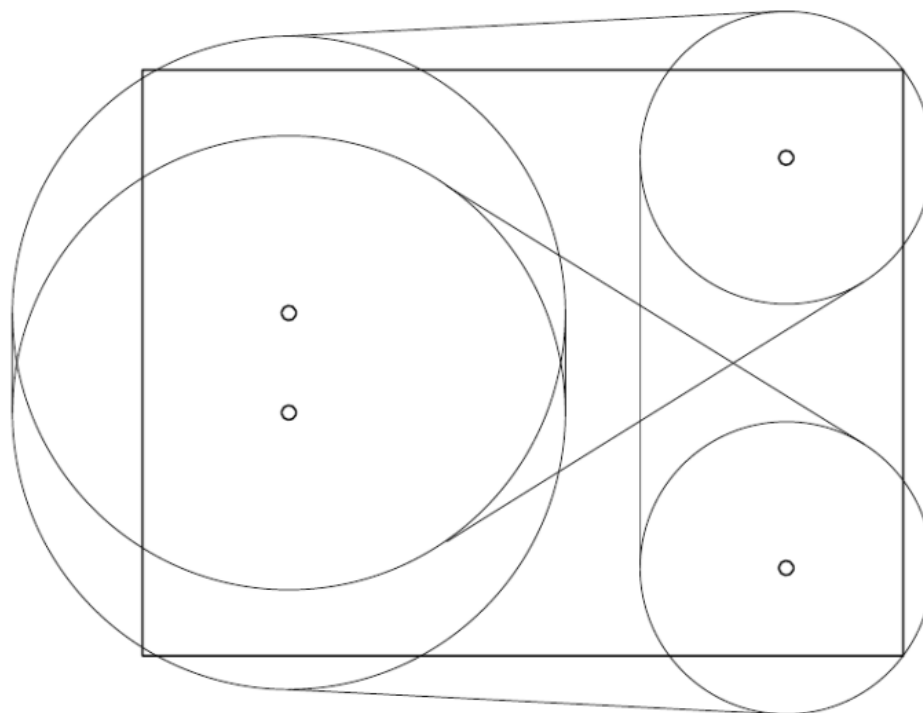


Рисунок 4.4 – Зона захисту підстанції на висоті h_x

4.2 Розрахунок опору контуру заземлення ВРП-220 кВ.

Розраховувати опір заземлюваного контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП. Вихідні дані наведені в табл. 4.2

Таблиця 4.2 – Вихідні дані до розрахунку

а, м	б, м	$\rho_{\text{вим}}$, Ом * м	$n_{\text{тр}}$, ШТ	$l_{\text{пр}}$, м	Тип тросу
180	200	80	1	180	С - 70

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:

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

$$\rho_{\text{роз}} = K\rho_{\text{вим}} = 1,4 * 80 = 112 \text{ Ом} * \text{м}$$

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

Опір заземлення системи трос-опора

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}}R_{\text{оп}}}$$

де, $R_{\text{тр}}$ – опір троса між опорами; $R_{\text{оп}}$ – опір заземлення опори.

$$\text{Опір троса: } R_{\text{тр}} = \frac{0,0024 * l_{\text{пр}}}{n_{\text{тр}}} = \frac{0,0024 * 180}{1} = 4,32 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори при $\rho \leq 100$: $R_{\text{оп}} = 10$

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}}R_{\text{оп}}} = \sqrt{4,32 * 10} = 6,57 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП становить: $R_{\text{пр}} = R_{\text{тр-оп}} = 6,57 \text{ Ом}$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_3 = \frac{R_{\text{доп}}R_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}} - R_{\text{доп}}} = \frac{0,5 * 6,57}{6,57 - 0,5} = 0,541$$

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

$$R_{\text{доп}} = 0,5$$

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

$$R_{3,п} = \rho_{\text{розр}} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + nl} \right)$$

де, L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів.

l – довжина вертикальних електродів $l = 10 \text{ м}$

n – кількість вертикальних електродів

$$\sqrt{S} = \sqrt{180 * 200} = 189,7 \text{ мм}^2$$

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

A – коефіцієнт, що залежить від $\frac{l}{\sqrt{S}} = \frac{10}{189,7} = 0,05$. Приймаю $A = 0,4$.

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = 17 * 1 + 20 * 1 = 37$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів

$$L = a * 17 + b * 20 = 180 * 17 + 200 * 20 = 7060 \text{ м}$$

$$R_{з,р} = 112 \left(\frac{0,4}{190} + \frac{1}{7060 + 37 * 10} \right) = 0,250 \text{ Ом}$$

Так як розрахункове значення $R_{з,р}$ менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контурного заземлення $R_{з,р} < R_3$ (рис 4.5), то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

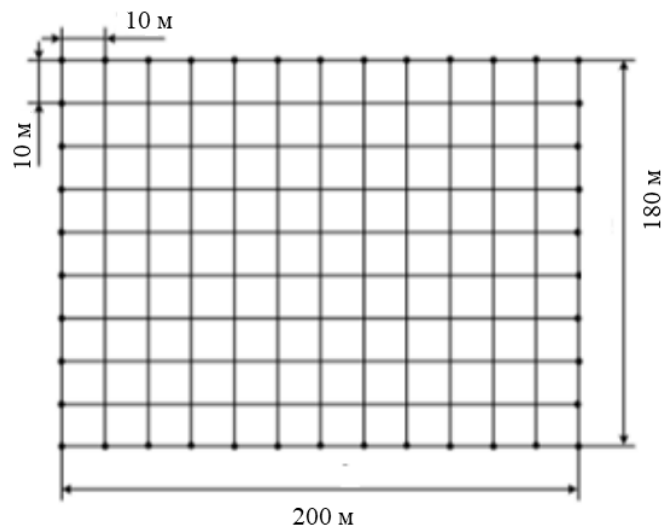


Рисунок 4.5 – Схема заземлювального контуру.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ВИСНОВОК

У даній бакалаврській роботі було спроектовано комбіновану мережу, що має кільцеву та радіальні ділянки. Спроектвана мережа складається із трьох споживачів I категорії, двох споживачів II категорії та одного III. Розраховано та обрано напругу номіналом 220 кВ. Обрані марки проводів мережі та силові трансформатори виходячи з класу напруги, потужність споживачів та їх категорій. Побудовано принципову схему мережі на якій показано марки проводів і трансформаторів. Розраховано перетоки потужності та визначено втрати напруги в схемі та врегульовано напругу на підстанціях шляхом підбору ступеня РПН в трансформаторі. Загальні втрати в мережі склали близько 1%. В даній роботі було розглянуто мінімальний та післяаварійний режим роботи схеми, результат якого показав відхилення номінальних параметрів електроенергії, але не перевищує граничних значень, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування. Схема заміщення всіх режимів роботи мережі подано у додатках.

Для розрахунку підстанції був обраний 4 споживач – споживач I категорії. Для даного споживача побудовано добовий графік навантаження та проведено перевірку силових трансформаторів за потужністю, визначено струми КЗ. Обрані високовольтні електричні апарати, гнучкі та жорсткі шини.

Обрані вимірювальні трансформатори струму та напруги, виходячи з підключених до них приладів. Схема підстанції подана в додатку Д.

Також обрано ДЗТ-11 для захисту силових трансформаторів, що забезпечує підвищену швидкодію. Реле підключено через трансформатори струму.

Захист підстанції від ударів блискавки виконано за допомогою подвійних блискавковідводів, що встановлено на двох порталах. Було визначено оптимальну висоту блискавковідводів та розраховано зону їх покриття. Заземлюючий пристрій підстанції зроблено спільним, для робочого, захисного та грозозахисного заземлень. Опір заземлюючого пристрою не перевищує допустимий опір.

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков –Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
2. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
3. Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник / П.В. Волох, М.П. Цоколенко, Л.В. Ревенко, В.А. Грінчаненко та ін. - К.: Аграрна освіта, 2014. -506 с.
4. Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.
5. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
6. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.
7. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
8. Проектування систем електропостачання залізниць: Навч. посібник / М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, О. Д. Супрун та ін.; за ред. М. М. Бабаєва. – Харків: УкрДУЗТ, 2019. – 291 с.

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

9. ДСТУ 3463-96 (ІЕС 354-91) "Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів"

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

11. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних сис-темах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).

12. 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).

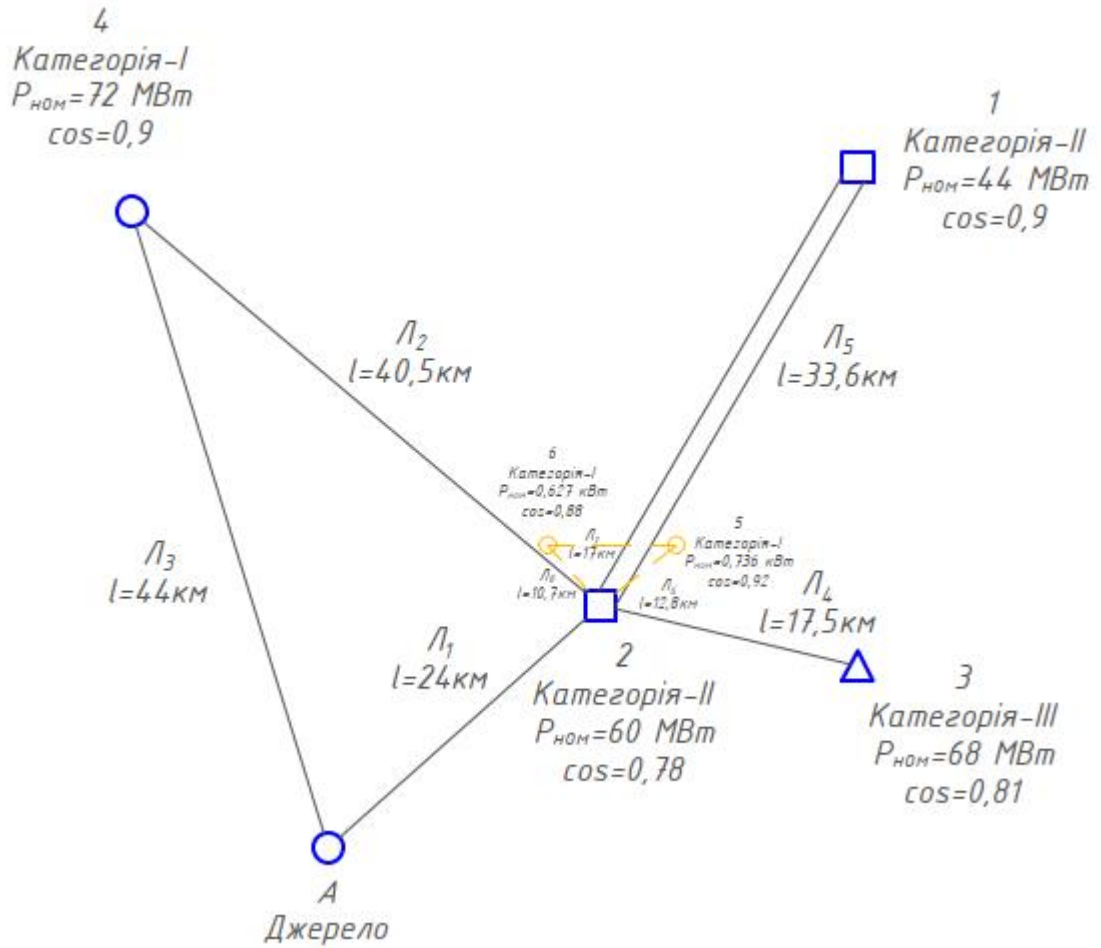
13. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с. ISBN.

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

					<i>БР 3.6.141.127 ПЗ</i>	Арк.
						76
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток А

Конфігурація електричної мережі



Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

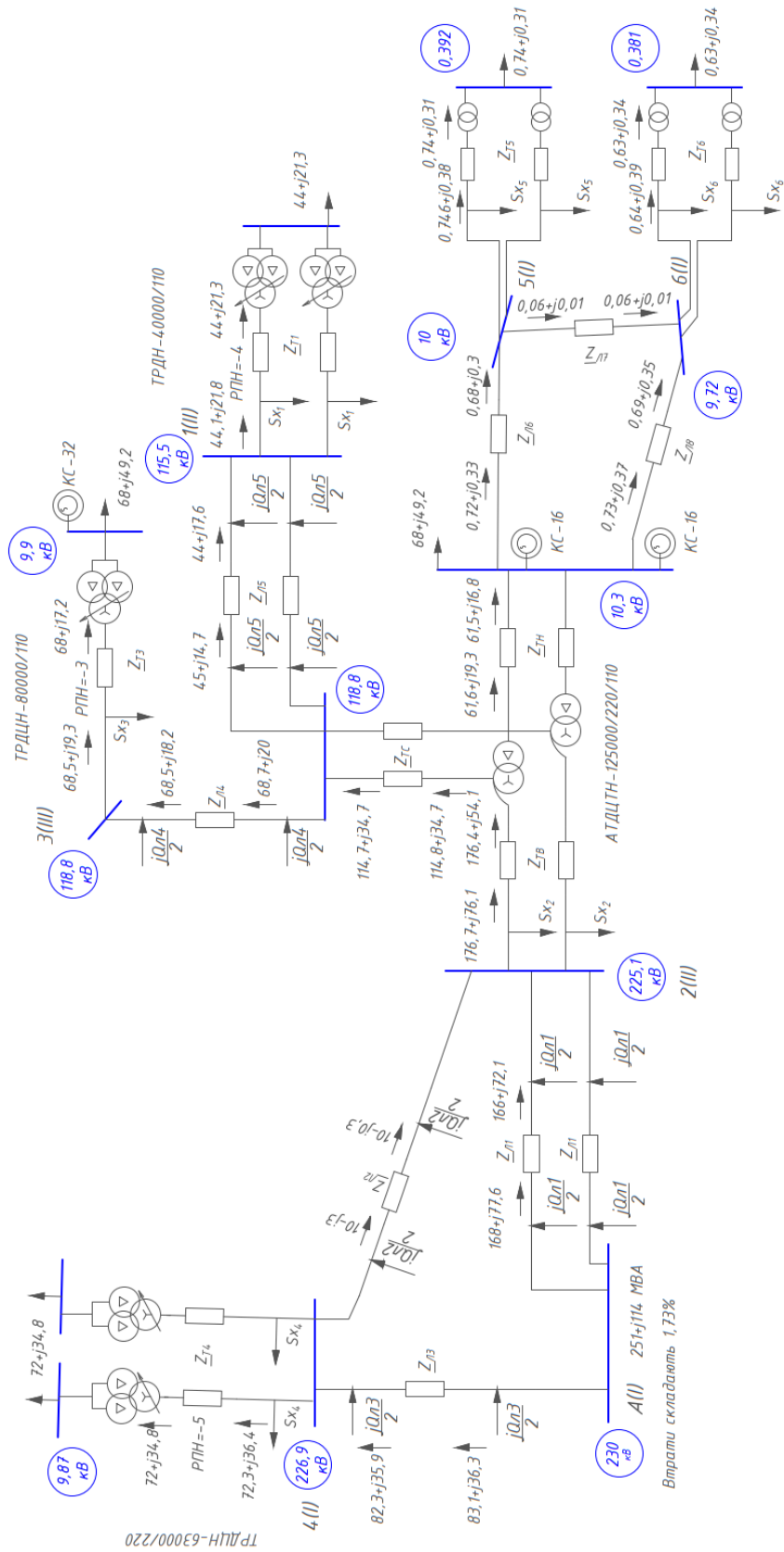
БР 3.6.141.127 ПЗ

Арк.

77

Додаток Б

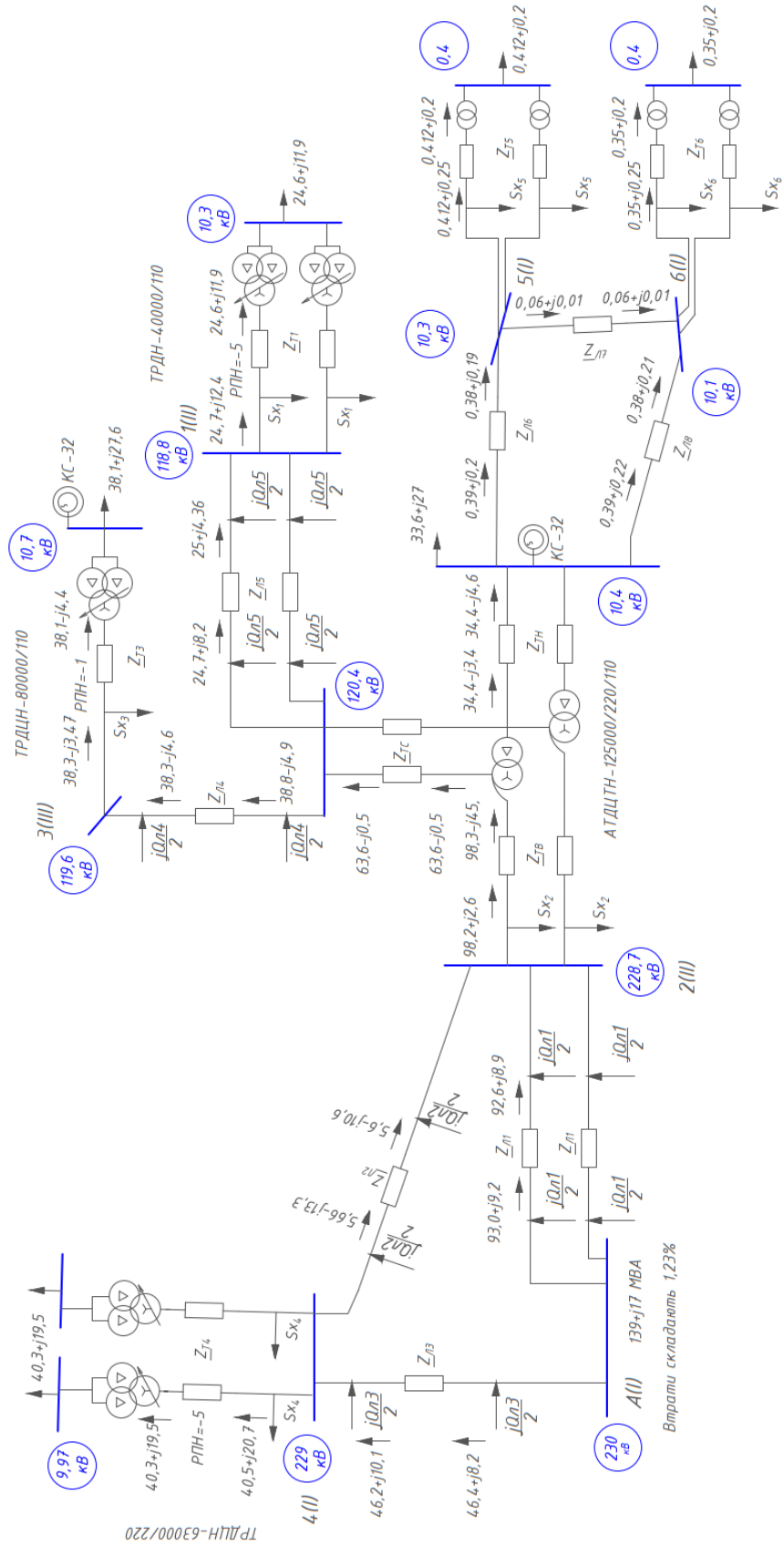
Схема заміщення в нормальному режимі споживання



Змін.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата
-------	------	-----------	--------	------

Додаток В

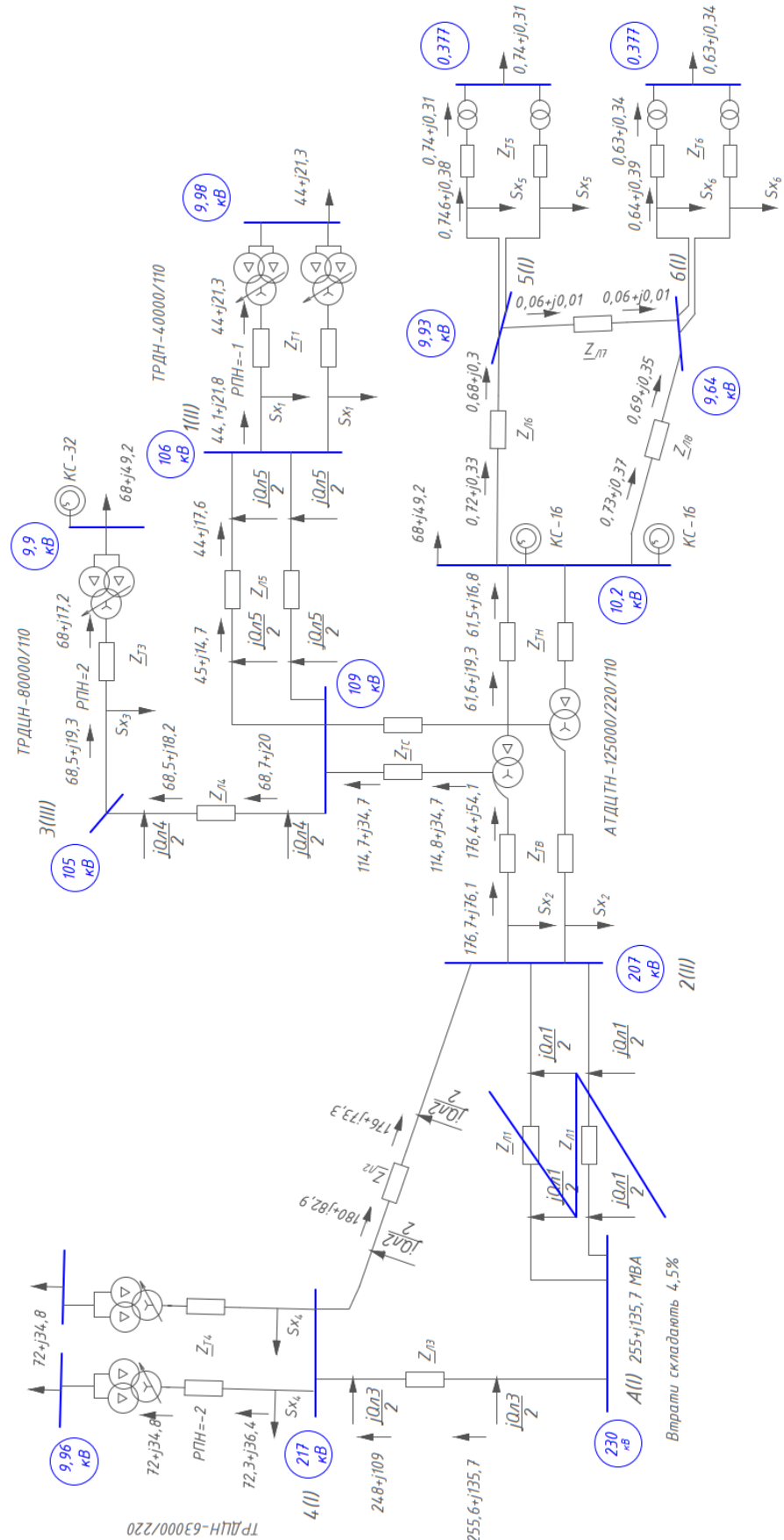
Схема заміщення в аварійному режимі роботи



Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Додаток Г

Схема заміщення в мінімальному режимі роботи



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

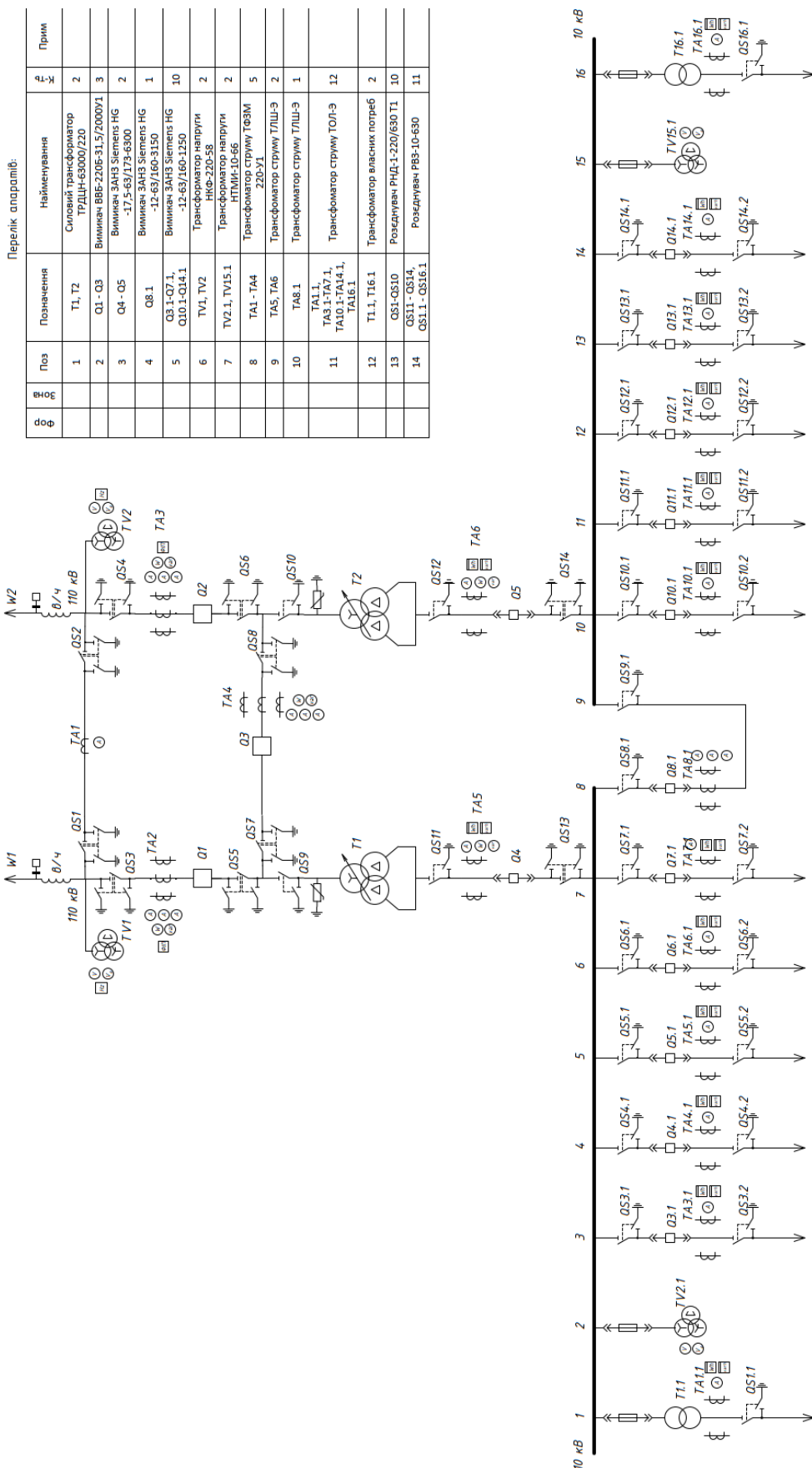
БР 3.6.141.127 ПЗ

Арк.

80

Додаток Д

Схема заміщення електричної частини підстанції №4



Перелік апаратів:

№ доф	№НОЄ	Поз	Позначення	Найменування	Колір	Прим
		1	T1, T2	Силовий трансформатор ТРДЛН-63000/230	2	
		2	Q1 - Q3	Вимикач ВВБ-220Б-31,5/2000У1	3	
		3	Q4 - Q5	Вимикач ЗАНЗ Siemens HG -17,5-63/173-6300	2	
		4	Q8.1	Вимикач ЗАНЗ Siemens HG -12-63/160-3150	1	
		5	Q3.1-Q7.1, Q10.1-Q14.1	Вимикач ЗАНЗ Siemens HG -12-63/160-1250	10	
		6	TV1, TV2	Трансформатор напруги НКФ-220-58	2	
		7	TV2.1, TV15.1	Трансформатор напруги НТММ-10-66	2	
		8	TA1 - TA4	Трансформатор струму ТФЗМ 220-У1	5	
		9	TA5, TA6	Трансформатор струму ТЛШ-Э	2	
		10	TA8.1	Трансформатор струму ТЛШ-Э	1	
		11	TA1.1, TA3.1-TA7.1, TA10.1-TA14.1, TA16.1	Трансформатор струму ТОЛ-Э	12	
		12	T1.1, T16.1	Трансформатор власних потреб	2	
		13	OS1-QS10	Роз'єднувач РНД-1-220/630 T1	10	
		14	OS11 - OS14, OS1.1 - OS16.1	Роз'єднувач РБ8-10-630	11	

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

БР 3.6.141.127 ПЗ