

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

Завідувач кафедри
електроенергетики
_____І.Л. Лебединський
"___" _____2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

На тему: Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи
електропостачання

Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

Виконала студентка гр. ЕТ-81 _____Водоп'янова Д.Д.
Керівник: к.т.н., доцент _____Василега П.О.

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

Водоп'янова Дар'я Дмитрівна

1. Тема роботи : «Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання»

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

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 10.06.2022 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

Висновки

Список використаної літератури

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

1. Принципова схема силової мережі.

2. Принципова схема освітлювальної мережі.

3. Схема електрична принципова електричної мережі.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	До 15.03.2022	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	До 01.04.2022	
3	Релейний захист	До 05.05.2022	
4	Охорона праці	До 30.05.2022	
5	Оформлення графічного матеріалу	До 05.06.2022	
6	Оформлення пояснювальної записки	До 05.06.2022	
7	Здача роботи на перевірку	До 06.06.2022	

Студентка _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 78, рис. 23, табл. 25, кресл. 4

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання” : робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електропостачання / Водоп’янова Д.Д.; Василега П.О. - Суми: СумДУ, 2022. - 78 с.

Ключові слова: електрична мережа, параметри споживачів, категорія надійності, потужність споживачів, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

электрическая сеть, параметры потребителей, категория надежности, мощность потребителей, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, трехфазное короткое замыкание, дифференциальная токовая защита трансформатора, потери мощности в сети

electrical network, consumer parameters, reliability category, consumer power, transformer, transmission line, wire, resistance, voltage, substitution circuit, current distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, differential current protection transformer, power loss in the network

Короткий огляд – Вибір енергоефективної конфігурації електричної мережі та розрахунок нормального та аварійних режимів роботи. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ підстанції. Розрахунок заземлюючого пристрою ВРП-220 кВ підстанції.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВН – вища напруга

ЗРП – закритий РП

КЗ – коротке замикання

КП – компенсуючий пристрій

ЛЕП – лінія електропередавання

НН – низька напруга

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

ПЛ – повітряна лінія

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

РП – розподільний пристрій

РПН – регулювання під навантаженням

СКЗ – струм короткого замикання

СН – середня напруга

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	8
1.1 Вихідні дані проекту	8
1.2 Розробка конфігурації електричної мережі	9
1.3 Розрахунок електричної мережі схеми	11
1.3.1 Визначення довжин ліній	11
1.3.2 Розрахунок перетоків потужності без урахування втрат	13
1.3.3 Розрахунок напруги та струму в електричних мережах	16
1.3.3.1 Розрахунок активного та реактивного опору лінії	19
1.3.3.2 Розрахунок повного опору ліній схеми	19
1.3.4 Вибір трансформаторів	20
1.3.5 Розрахунок перетоків потужності та падіння напруги	23
1.4 Режим аварійної роботи електричної мережі	27
1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі	29
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ	32
2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів	32
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання	36
2.3 Вибір силового комутаційного обладнання	38
2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги	38
2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора 10 кВ	39
2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ	40
2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить	40

					БР 3.6.141.366 ЕТ-81 ПЗ			
<i>Зм</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>	<i>Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання</i>	<i>Лит.</i>	<i>Ар-</i>	<i>Листів</i>
<i>Роз-</i>	<i>Водоп'я</i>					5	80	
<i>Пере-</i>	<i>Василе-</i>					СУМДУ ЕТ-81		
<i>Ре-</i>								
<i>Н.</i>								
<i>За-</i>	<i>Лебе-</i>							

2.3.5	Вибір роз'єднувача 220 кВ	41
2.4	Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП).....	41
2.5	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	45
2.6	Вибір трансформаторів власних потреб	50
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА ТРДЦН – 63000/220.....	52
3.1	Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту	53
3.2	Вибір уставок реле ДЗТ	54
4	ОХОРОНА ПРАЦІ	56
4.1	Розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ.....	56
4.2	Розрахунок опору контуру заземлення ВРП-220 кВ	62
	ВИСНОВОК.....	66
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	67
	ДОДАТКИ.....	70

					<i>БР 3.6.141.366 ПЗ</i>	Ар
<i>Змі</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>		6

ВСТУП

Даною бакалаврською роботою передбачений аналіз режимів роботи електричної мережі, яка безпосередньо забезпечує електроенергією споживачів, розрахунок електричних частини підстанцій та розрахунок релейного захисту для підстанцій.

Процес проектування електричних мереж в наш час складається з ряду послідовних етапів, першим з яких є складання технічно конкурентно-спроможних варіантів схем, а надалі – порівняння цих варіантів за техніко-економічними показниками і вибір з них найкращого. Оцінка техніко-економічних показників варіантів передусь визначення їх технічних параметрів, якими є номінальна напруга, кількість ланцюгів та перерізи струмоведучих елементів лінії електропередачі, кількість та потужність трансформаторів на знижувальних підстанціях, показники схем їх електричних з'єднань.

В процесі виконання даної роботи вирішуються наступні завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатори і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції ПС-1 (обрані високовольтні вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, трансформатори напруги);
- розрахунок релейного захисту трансформатора ТРДЦН 63000/220;
- розрахунок заземлюючого пристрою підстанції ПС-1;
- розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ підстанції ПС-1;

					<i>Б Р 3. 6. 141. 366 ПЗ</i>	Ар
						7
<i>Змі</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>		

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вихідні дані проекту.

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

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

Таблиця 1.1 – Вихідні дані до проектування.

Параметр	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.
	В	О	Д	Д	А	Р
X, мм	35	26	17	-20	-13	15
Y, мм	45	21	35	6	20	12
P _{max} , МВт*	44	43	32	23	630	731
cos f	0,9	0,95	0,8	0,88	0,78	0,84
T _{нб} , годин	5490	4530	5280	5540	6250	6170
Категорія	II	III	III	III	I	II

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

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

					<i>БР 3.6.141.366 ЕТ-81 ПЗ</i>		
<i>Зм</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>			
<i>Роз-</i>	<i>Водоп'я</i>				<i>Лит.</i>	<i>Ар-</i>	<i>Листів</i>
<i>Пере-</i>	<i>Василе-</i>					8	80
<i>Ре-</i>					<i>СУМДУ ЕТ-81</i>		
<i>Н.</i>							
<i>За-</i>	<i>Лебе-</i>						

Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів.

Характеристика споживачів	Д
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1,5
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	1
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max}	0,54

1.2 Розробка конфігурації електричної мережі.

Перед початком розробки конфігурацій мереж знайдемо повну потужність кожного споживача. Розрахунок повної потужності споживачів проводиться за формулою (0.1) [3]:

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f)) \quad (0.1)$$

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів доцільно розраховувати за формулою (0.2) [1,4]:

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{min} \quad (0.2)$$

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

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

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;

- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнутих мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби [2,5,6].

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

Таблиця 1.3 – Активні та реактивні навантаження споживачів.

Параметр	№ споживача					
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
$P_{\max}, \text{МВА}$	44,00	43,00	32,00	23,00	0,63	0,73
$Q_{\max}, \text{МВАр}$	21,31	14,13	24,00	12,41	0,51	0,47
$P_{\min}, \text{МВА}$	23,76	23,22	17,28	12,42	0,34	0,39
$Q_{\min}, \text{МВАр}$	11,51	7,63	12,96	6,70	0,27	0,25

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

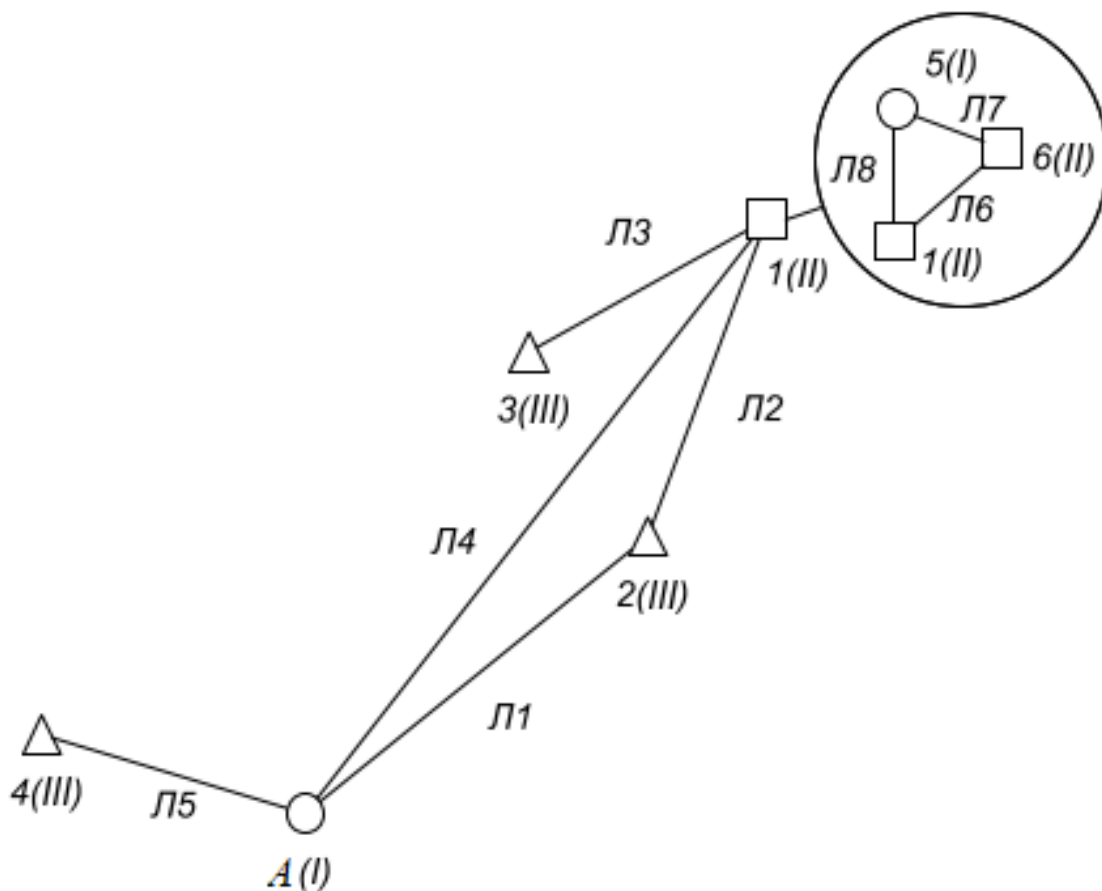


Рисунок 1.1 – Конфігурація схеми

1.3 Розрахунок електричної мережі схеми.

1.3.1 Визначення довжин ліній.

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою (0.3):

$$L = l \cdot k_L \cdot k_M \quad (0.3)$$

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

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

k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{дв}$ та довжина лінії розраховується за формулою (0.4) [2]:

$$L' = L \cdot k_{дв} \quad (0.4)$$

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

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

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

Таблиця 1.4 – Довжини ліній.

Параметри	Лінії							
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
Ділянка	А2	21	13	А1	А4	51	56	61
l на плані (мм)	33,42	25,63	57,01	20,59	20,88	19,21	29,12	23,85

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі проводиться за формулою (0.3)

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

Результат розрахунків довжин ліній із урахуванням провисання проводів та масштабу розраховано за формулами (0.3) та (0.4) зведено до табл. 1.5.

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

Параметри	Лінії							
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
Ділянка	А2	21	13	А1	А4	51	56	61
l (мм)	33,42	25,63	57,01	20,59	20,88	19,21	29,12	23,85
k_M	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,1	0,1	0,1
L (км)	62,67	48,06	106,89	38,61	39,15	2,00	3,64	2,98

1.3.2 Розрахунок перетоків потужності без урахування втрат.

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

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

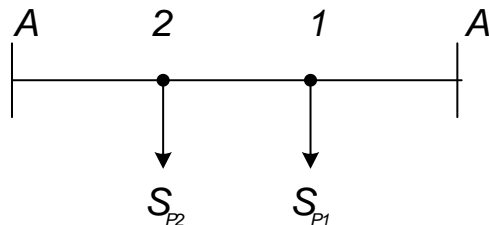


Рисунок 1.2 – Умовна схема кільцевої мережі

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

Знайдемо потужності на підстанціях 1-4

$$S_{p1} = S_1 + S_1 + S_5 + S_6 = 77,4 + j46,3 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p2} = S_2 = 43 + j14,13 \text{ (MVA)}$$

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

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

Знайдемо потужності на лініях А – 2 (L1) та 1 – А (L5):

$$S_{L1} = \frac{S_{p2}(L_2 + L_4) + S_{p1}(L_4)}{L_1 + L_2 + L_4} = 44,9 + j20,2 \text{ (MVA)}$$

$$S_{L4} = \frac{S_{p1}(L_2 + L_1) + S_{p2}(L_1)}{L_1 + L_2 + L_4} = 75,4 + j40,3 \text{ (MVA)}$$

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

$$S_{L2} = S_{L1} - S_{p2} = 44,9 + j20,2 \text{ (MVA)}$$

$$S_{L3} = S_{p3} = 32 + j24 \text{ (MVA)}$$

$$S_{L4} = S_{p4} = 23 + j12,4 \text{ (MVA)}$$

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

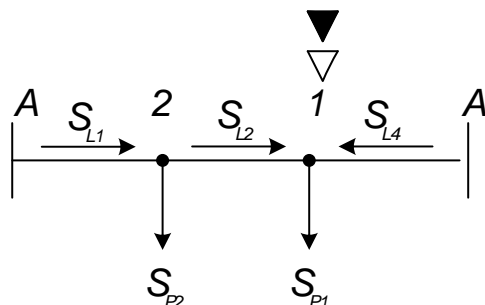


Рисунок 1.3 – Схема потокорозподілу кільцевої схеми із точкою потокорозподілу

Тепер проведемо розрахунок потужності на лініях 3 – 6 (L6), 5 – 6 (L7), 6 – 3 (L8) за схемою зображена на рис. 1.4.

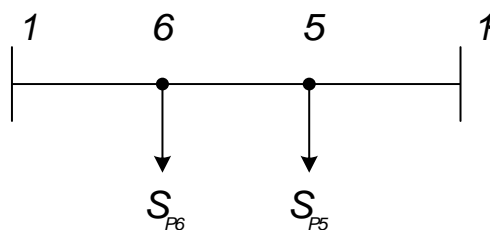


Рисунок 1.4 – Умовна схема малого кільця мережі

Знайдемо потужності на підстанціях 5-6

$$S_{p5} = S_5 = 0,63 + j0,51 (MVA)$$

$$S_{p6} = S_6 = 0,73 + j0,47 (MVA)$$

Знайдемо потужності на лініях 3 – 6 (L6), 6 – 3 (L8):

$$S_{L6} = \frac{S_{p5}(L_6 + L_7) + S_{p6}(L_6)}{L_6 + L_7 + L_8} = 0,62 + j0,46 (MVA)$$

$$S_{L8} = \frac{S_{p6}(L_7 + L_8) + S_{p5}(L_8)}{L_6 + L_7 + L_8} = 0,74 + j0,51 (MVA)$$

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

$$S_{L7} = S_{L8} - S_{p5} = 0,11 + j0,01 (MVA)$$

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

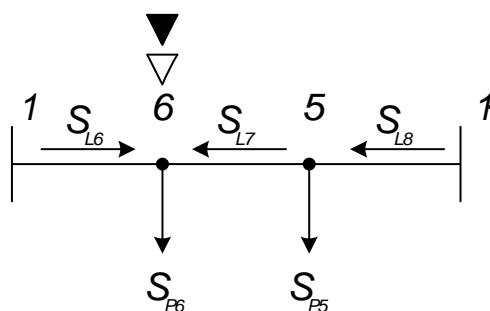


Рисунок 1.5 – Схема потокорозподілу малого кільця мережі

1.3.3 Розрахунок напруги та струму в електричних мережах.

Виходячи із довжин і потужності ліній які йдуть по них визначаємо напругу ліній по емпіричній формулі Ілларіонова (0.5) [3,8]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (0.5)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Наступним етапом визначаємо струм в лініях за формулою (0.6) [8]:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (0.6)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – номінальна напруга ділянки.

Економічний переріз проводу розраховується відповідно методу економічної густини струму за формулою (0.7) [8,9]:

$$F_e = \frac{I_m}{j_e} \quad (0.7)$$

де F_e – економічний переріз проводу, $мм^2$;

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

j_e – економічна густина струму, $А/мм^2$.

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

					Б Р 3. 6. 141. 366 П З	А р
З м і	А р	№ д о к у м.	П і д -	Д а		16

Таблиця 1.6 – Економічна густина струму алюмінієвих неізолюваних проводів.

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

Проведемо розрахунок напруги та струму, а також вибір проводів лінії схеми за формулами (0.5) – (0.7):

$$U_{L1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_1} + \frac{2500}{P_{L1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{62,7} + \frac{2500}{44,9}}} = 125,4 \text{ (кВ)}$$

$$I_{L1} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{|44,96 + j20,2|}{\sqrt{3} \cdot 110} = 258,6 \text{ (А)}$$

$$I_{L1} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{|44,96 + j20,2|}{\sqrt{3} \cdot 220} = 129,3 \text{ (А)}.$$

Обираємо напругу лінії $L1$, а також кільця схеми – 220 кВ. Наступним етапом розраховуємо економічний переріз проводу за формулою (0.7):

$$F_{e,L1} = \frac{I_{L1}}{j_e} = \frac{129}{1,1} = 117,5 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

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

Таблиця 1.7 – Потоки потужності та струмів в лініях.

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	44,96+20,17i	125,4	-	258,62	129,31
Л2	1,96+6,04i	27,86	-	33,31	16,65
Л3	32+24i	109,89	-	209,95	104,97
Л4	75,4+40,25i	147,27	-	448,63	224,31
Л5	23+12,41i	90,73	-	137,18	68,59
Л6	0,62+0,46i	15,31	44,54	-	-
Л7	0,11+0,01i	6,75	6,64	-	-
Л8	0,74+0,51i	16,84	52,23		

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

Таблиця 1.8 – Вибір проводів мережі.

Лінія	Струм, кА	Обрана напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	129,31	220	117,55	АС-240/32	605
Л2	16,65	220	15,14	АС-240/32	605
Л3	104,97	220	95,43	АС-240/32	605
Л4	224,31	220	203,92	АС-240/32	605
Л5	68,59	220	62,35	АС-240/32	605

Продовження табл. 1.8.

Л6	44,54	10	40,5	АС-50/6,5	210
Л7	6,64	10	6,03	АС-35/6,5	210
Л8	52,23	10	47,5	АС-50/6,5	210

1.3.3.1 Розрахунок активного та реактивного опору лінії.

Активний та реактивний опір лінії розраховується за наступними виразами (0.8) та (0.9) [3,8]:

$$R_{Л} = r_0 \cdot l_i \quad (0.8)$$

$$X_{Л} = x_0 \cdot l_i \quad (0.9)$$

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

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії розраховується за формулою (0.10) [3]:

$$Z_{Л} = R_{Л} + jX_{Л} \quad (0.10)$$

Зарядна потужність лінії визначається за формулою (0.11) [3,8]:

$$Q_{Л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (0.11)$$

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

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

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують [3,8].

1.3.3.2 Розрахунок повного опору ліній схеми

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності за формулами (0.8) – (0.11).

$$R_{Л1} = r_0 \cdot l_1 = 0,12 \cdot 62,7 = 7,58 \text{ (Ом)}$$

$$X_{Л1} = x_0 \cdot l_1 = 0,44 \cdot 62,7 = 27,3 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{Л1} = R_{Л1} + jX_{Л1} = 7,58 + j27,3 \text{ (Ом)}$$

$$Q_{Л1} = b_0 \cdot l_1 \cdot U_{ном}^2 = 2,6 \cdot 62,7 \cdot 220^2 = 5,338 \text{ (МВАр)}$$

Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Параметри ліній схеми.

Ділянка	Параметри					
	$l_i, \text{км}$	Марка проводу	Параметри проводу		$Q_{Л}, \text{МВАр}$	$Z_{Л}, \text{Ом}$
			$z_0, \text{Ом/км}$	$b_0 \cdot 10^{-6}, \text{См/км}$		
Л1	62,67	АС-240/39	0,12+0,44i	2,6	5,338	7,58+27,26i
Л2	48,06	АС-240/32	0,12+0,44i	2,6	1,694	5,82+20,91i
Л3	106,89	АС-240/32	0,12+0,44i	2,6	1,573	12,93+46,5i
Л4	38,61	АС-240/32	0,12+0,44i	2,6	6,677	4,67+16,79i
Л5	39,15	АС-240/39	0,12+0,44i	2,6	7,022	4,74+17,03i
Л6	2,4	АС-50/6,5	0,6+0,39i	-	-	1,43+0,93i
Л7	3,64	АС-35/6,5	0,6+0,26i	-	-	2,18+0,95i
Л8	2,98	АС-50/6,5	0,6+0,39i	-	-	1,77+1,16i

1.3.4 Вибір трансформаторів.

При виборі трансформатора потрібно враховувати, що на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього і задовольняти вираз (0.12) [3,8]:

$$S_{Тном} \geq S_{розр} = S_{i_{max}} \quad (0.12)$$

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

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

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

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за виразом (0.13) [3,8]:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (0.13)$$

Наступний параметр – коефіцієнт завантаження трансформатора. Він дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі. Коефіцієнт завантаження трансформатора, який розташовано на підстанції розраховується за формулою (0.14) [3,8]:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (0.14)$$

При проектуванні та виборі кількості трансформаторів необхідно враховувати наступне [10]:

- для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію;
- для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію, припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби;
- для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію.

Наступним етапом розраховується опір трансформаторів за формулами (0.15), (0.16):

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \quad (0.15)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (0.16)$$

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

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

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

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

U_K – напруга короткого замикання, %.

Для вибору трансформаторів скористаємося формулами (0.12) – (0.14):

$$S_{P1} = \frac{|45,36 + j22,3|}{1,4} = 36,1 \text{ (МВА)}$$

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

$$S_{T.НОМ} = 40 \text{ (МВА)};$$

$$K_3 = \frac{36,1}{2 \cdot 40} = 0,63 \text{ (МВА)}.$$

Результати вибору трансформаторів інших підстанцій зведено до табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Вибір трансформаторів для схеми.

№ ПС	Параметри						
	$S_{i_{max}}$, МВА	Категорія споживача	Кіл- сть тр.	$S_{розр}$ (1 тр), МВА	$S_{T_{НОМ}}$ (1 тр), МВА	K_3	Марка тр-а
1	50,541	II	2	36,1	40	0,630	ТРДН-40000/220
2	45,263	III	1	45,3	63	0,718	ТРДЦН-63000/220
3	40,00	III	1	40	63	0,635	ТРДЦН-63000/220
4	26,136	III	1	26,1	40	0,653	ТДТН -25000/220

Продовження табл. 1.10.

5	0,808	I	2	0,577	0,63	0,641	ТМ-6300/10
6	0,87	II	2	0,622	0,63	0,691	ТМ-630/10

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

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

Таблиця 1.11 – Параметри обраних трансформаторів споживачів 1 – 4.

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр	пт
		ВН	НН								
ТРДН-40000/220	40	22 0	11	12	170	50	0, 8	±9	1.78	5,6	100, 7
ТРДЦН-63000/220	63	22 0	11	12	300	82	0, 8	±8	1,5	3,9	100, 7

Таблиця 1.12 – Параметри обраних трансформаторів 5 та 6.

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к ,%	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр	пт
		ВН	НН								
ТМ-6300/10	630	10	0,4	5,5	18	2,23	2,1	1,22	5,35	26	25
ТМ-1600/10	1600	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2	2,12	8,5	18,9	25

1.3.5 Розрахунок перетоків потужності та падіння напруги.

Розрахунок втрат потужності в лініях виконується з кінця. При цьому необхідно враховувати втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у табл. 1.11 – 1.12). На підстанціях з двома трансформаторами втрати холосто-

го ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора[3,8].

Розрахунок втрат потужності в лінії проводиться за формулою (0.17):

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot Z \quad (0.17)$$

де, P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z – опір ділянки, Ом.

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

Розрахунок напруги проводиться за формулою (0.18) [3,8]:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i} \right)^2 + \left(\frac{P \cdot R - Q \cdot X}{U_i} \right)^2} \quad (0.18)$$

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 (0.19):

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{вузл}} \cdot 100\% \quad (0.19)$$

На рис. 1.7 показана кінцева схема для якої необхідно провести розрахунок перетоків потужності із урахуванням втрат потужності в лініях та трансформаторах.

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

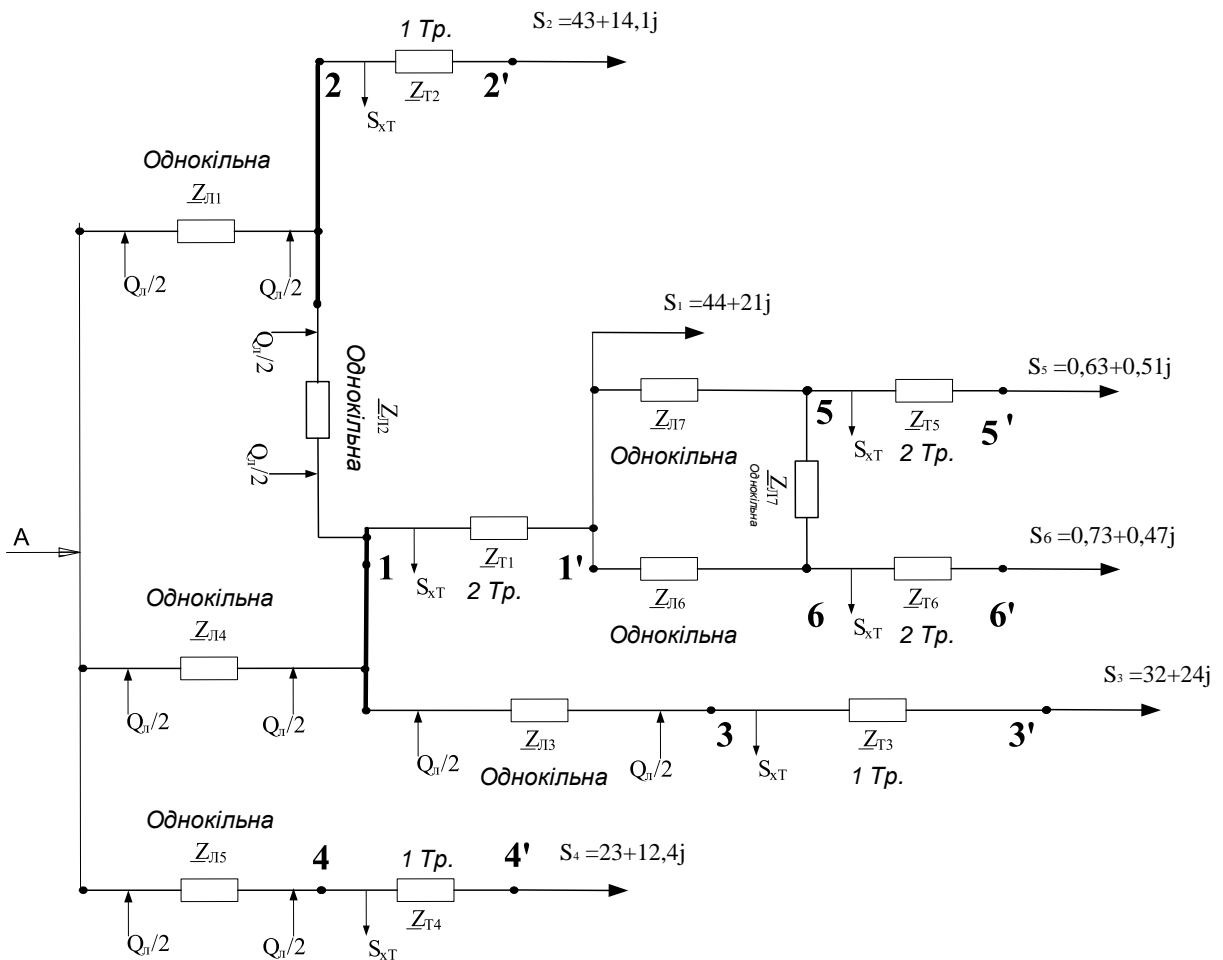


Рисунок 1.6 – Схема заміщення мережі

Наступним етапом проводиться розрахунок мережі. Даний розрахунок схожий із розрахунком котрий наведено в пункті 1.3.3.1, тільки враховуються втрати холостого ходу та опір трансформаторів, зарядна потужність та опір ліній. Проводиться розрахунок замкнутої мережі.

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

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах.

Ділянка	$\vec{S}_i^{поч}, MVA$	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	$\vec{S}_i^{кін}, MVA$
1-1'	45,15+26,65i	0,13+3,76i	44,92+22,16i
2-2'	43,23+18,54i	0,15+3,9i	43+14,13i
3-3'	32,2+27,55i	0,12+3,05i	32+24i
4-4'	23,12+14,82i	0,07+2,05i	23+12,41i
5-5'	0,75+0,74i	0,12+0,23i	0,63+0,51i
6-6'	0,87+0,74i	0,14+0,27i	0,73+0,47i

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

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку потужності на лініях.

Ділянка	$\vec{S}_i^{поч}, MVA$	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	$\vec{S}_i^{кін}, MVA$	I розр, А	I доп, А
Л1	45,53+8,95i	0,34+1,23i	45,19+11,67i	121,78	605
Л2	1,96-2,93i	0+0i	1,96+0,1i	45536,00	605
Л3	32,59+15,51i	0,39+1,41i	32,2+20,82i	94,73	605
Л4	76,47+36,64i	0,68+2,46i	75,79+36,61i	222,53	605
Л5	23,19+10,14i	0,07+0,24i	23,12+12,36i	66,42	605
Л6	0,91+0,81i	0,02+0,01i	0,89+0,79i	69,95	210
Л7	0,01+0,05i	0+0i	0,01+0,05i	2,95	210
Л8	0,76+0,7i	0,02+0,01i	0,74+0,69i	59,52	210

Загальна потужність на початку схеми становить:

$$\vec{S}_A = \vec{S}_{L1} + \vec{S}_{L5} + \vec{S}_{L4} = 145 + 55,7j \text{ (MVA)}.$$

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

Таблиця 1.15 - Результати розрахунку напруги у вузлах мережі.

№ вузола	$U_{i,ном}, кВ$	$U_{i,роз}, кВ$	ступінь РПН
А	230	230	
1	220	226,79	
2	220	227,51	
3	220	221,88	
4	220	228,78	
5	10	9,76	
6	10	9,73	
1'	10	9,98	-8
2'	10	10,01	-8
3'	10	9,98	-6
4'	10	10,07	-8
5'	0,38	0,39	
6'	0,38	0,39	

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

1.4 Режим аварійної роботи електричної мережі.

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів I категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів II категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади [2,5].

У аварійному режимі у відповідності з правилами [6] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. Результати розрахунку потужності під час аварійного режиму показано у табл. 1.16 – 1.18.

Таблиця 1.16 – Результати розрахунків потужності в лініях під час аварійного режиму.

Ділянка	$\vec{S}_i^{поч}, МВА$	$\Delta\vec{S}_i, МВА$	$\vec{S}_i^{кін}, МВА$	I розр, А	I доп, А
Л1	124,67+60,04i	2,78+10,01i	121,89+53,98i	363,15	605
Л2	78,66+39,38i	0,91+3,27i	77,74+39,14i	230,85	605
Л3	32,59+15,51i	0,39+1,41i	32,2+20,82i	94,73	605
Л4	0	0	0	0,00	605
Л5	23,19+10,14i	0,07+0,24i	23,12+12,36i	66,42	605
Л6	0,91+0,81i	0,02+0,01i	0,89+0,79i	69,95	210
Л7	0,01+0,05i	0+0i	0,01+0,05i	2,95	210
Л8	0,76+0,7i	0,02+0,01i	0,74+0,69i	59,52	210

Таблиця 1.17 – Результати розрахунків напруги у вузлах під час аварійного режиму .

вузол	Uном, кВ	U, кВ	ступінь РПН
А	230	230	
1	220	213,75	
2	220	219,41	
3	220	208,56	
4	220	228,78	
5	10	9,18	
6	10	9,14	
1'	10	10,02	-2
2'	10	9,97	-5
3'	10	9,97	0
4'	10	10,07	-8
5'	0,38	0,39	

Продовження табл. 1.17.

б'	0,38	0,39	
----	------	------	--

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

Схема заміщення для аварійного режиму роботи мережі показана в додатку Б.

1.5 Режим мінімального навантаження електричної мережі.

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням, потужність споживачів знаходиться за виразом (0.20) [2]:

$$P_{\min} = P_{\max} \cdot K_{\min} \quad (0.20)$$

де P_{\max} – потужність максимального режиму;

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

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

Таблиця 1.18 - Результати розрахунків потужності під час мінімального режиму.

Ділянка	\vec{S}_i^{noch}, MVA	$\Delta \vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{kin}, MVA	I розр, А	I доп, А
Л1	24,46-4,35i	0,09+0,33i	24,37-0,74i	65,2	605
Л2	1,02-6,07i	0+0i	1,02-3,05i	16,15	605
Л3	17,49+1,25i	0,1+0,35i	17,4+7,63i	46,02	605
Л4	41+10,76i	0,18+0,63i	40,82+12,55i	111,24	605
Л5	12,51+2,8i	0,02+0,06i	12,49+5,2i	33,64	605

Продовження табл. 1.18.

Л6	0,45+0,36i	0+0i	0,44+0,36i	33,33	210
Л7	0,01+0,03i	0+0i	0,01+0,03i	1,52	210
Л8	0,37+0,32i	0+0i	0,37+0,32i	28,42	210

Таблиця 1.19 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі.

Ділянка	\vec{S}_i^{noc} , МВА	$\Delta\vec{S}_i$, МВА	$\vec{S}_i^{кін}$, МВА
1-1'	24,35+13,71i	0,04+1,09i	24,21+11,9i
2-2'	23,35+9,27i	0,04+1,14i	23,22+7,63i
3-3'	17,4+14,35i	0,03+0,89i	17,28+12,96i
4-4'	12,49+7,66i	0,02+0,6i	12,42+6,7i
5-5'	0,38+0,34i	0,04+0,07i	0,34+0,27i
6-6'	0,44+0,34i	0,04+0,08i	0,39+0,25i

Таблиця 1.20 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі.

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	
1	220	229.33	
2	220	229.73	
3	220	228.12	
4	220	229.54	
5	10	9.99	
6	10	9.97	
1'	10	10.06	-8
2'	10	10.07	-8
3'	10	10.08	-8

Продовження табл. 1.20.

4'	10	10.05	-8
5'	0,38	0,4	
6'	0,38	0,4	

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

					<i>БР 3.6.141.366 ПЗ</i>	Ар
						31
<i>Змі</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>		

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.

2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів.

Перевіряємо трансформатор ТРДЦН-63000/220 підстанції №2 відповідно до вихідних даних наведених в табл. 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для перевірки трансформатора.

$S_{НОМ.НАВ}$, МВА	$\cos \varphi$	XL1, Ом	XL2, Ом	Скз. С, МВА	t, °С
50,54	0,9	50,03	17,5	3000	+20

Таблиця 2.2 – Денний графік навантаження у відсотках підстанції.

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, %	40	45	60	90	90	90	75	100	90	125	130	100

$$S_{ном} = 50,54(МВА)$$

Знаходимо $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{50,54}{1,4} = 36,1(МВА)$$

Обираємо відповідно до номіналу потужність трансформатора

$$S_{ном} = 40(МВА)$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою (1.1):

$$S_n = \frac{S_{НОМ} \cdot \%}{100} \quad (1.1)$$

Результати заносимо до табл. 2.3

					БР 3.6.141.366 ЕТ-81 ПЗ			
Зм	Ар	№ докум	Під-	Да				
Роз-	Водоп'я				Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання	Лит.	Ар-	Листів
Пере-	Василе-						32	80
Ре-						СумДУ ЕТ-81		
Н.								
За-	Лебе-							

Таблиця 2.3 – Денний графік навантаження у МВт підстанції.

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	20,2	22,7	30,3	45,5	45,5	45,5	37,9	50,5	45,5	63,2	65,7	50,5

Побудуємо графік навантаження, який зображено на рис. 2.1.

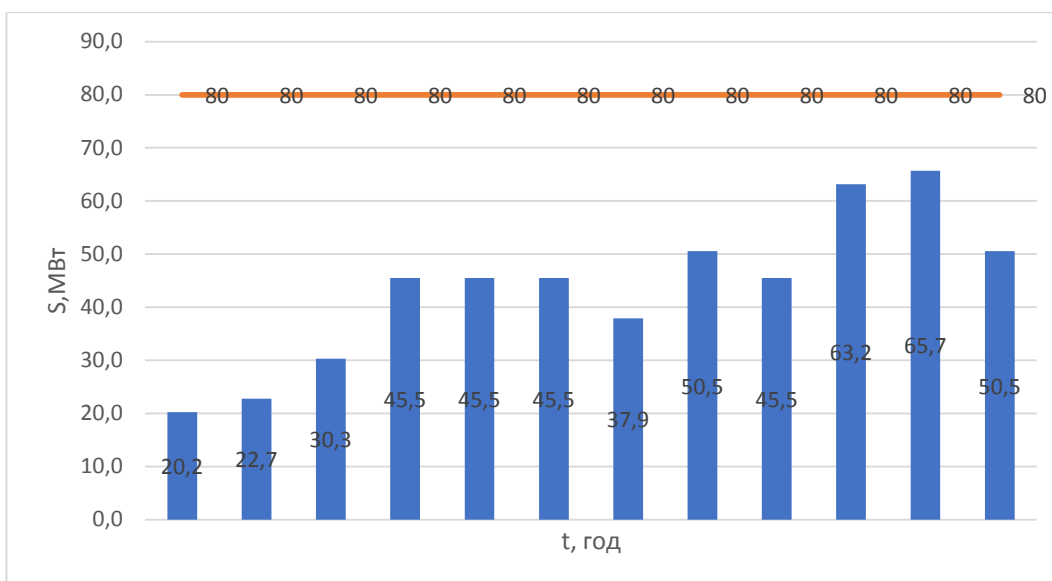


Рисунок 2.1 - Графік навантаження нормального режиму роботи.

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за наступною формулою (1.2):

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.2)$$

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.

$$K_1 = 0,57$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора за формулою (1.3):

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.3)$$

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

$$K_2' = 0$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{65,7}{80} = 0,821$$

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

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

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 0,821 = 0,739$$

$$K_2' = 0,739$$

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

Таблиця 2.4 – Коефіцієнт перенавантаження для нормального режиму.

	0,7	0,8
0,5	2	2

$$K_{12ГОСТ} = 2$$

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

При аварійній роботі працюватиме один трансформатор.

Таблиця 2.5 - Перенавантаження трансформатора в аварійному режимі.

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	20,2	22,7	30,3	45,5	45,5	45,5	37,9	50,5	45,5	63,2	65,7	50,5

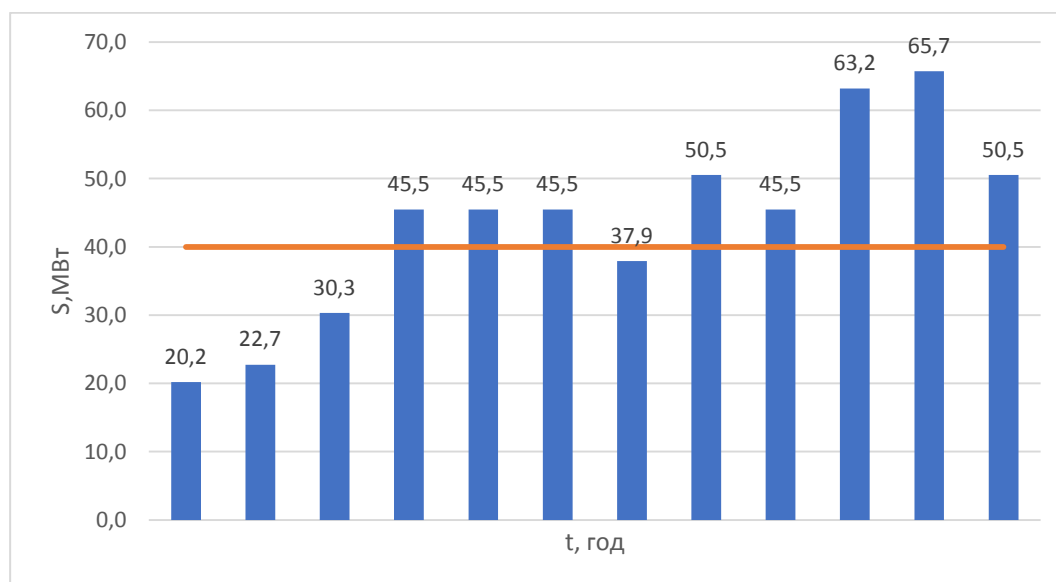


Рисунок 2.2 – Графік навантаження аварійного режиму роботи.

$$K_1 = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{20,2^2 \cdot 2 + 22,7^2 \cdot 2 + 30,3^2 \cdot 2 + 37,9^2 \cdot 2}{8}} = 0,716$$

$$K_2' = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{45,5^2 \cdot 8 + 50,5^2 \cdot 2 + 63,2^2 \cdot 4 + 50,5^2 \cdot 2}{18}} = 1,291$$

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{65,7}{40} = 1,4$$

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

$$K_2' = 1,291$$

Таблиця 2.6 – Коефіцієнт перенавантаження для аварійного режиму

	0,6	0,7
8	1,3	1,3

$$K_{12ГОСТ} = 1,3$$

Для трансформаторів із системою охолодження М. Порівнюємо значення K_2 за [14] і реальне. Значення K_2 за [14] ($K_2 = 1,3$) більше, ніж реальне ($K_2 = 1,291$), тому даний трансформатор задовольняє умові.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.3.

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

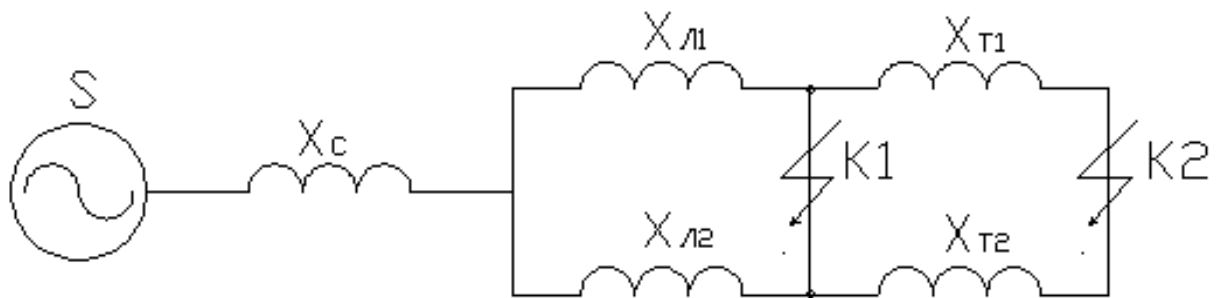


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

$$X_c = \frac{U_L^2}{S_c} = \frac{220^2}{3000} = 16,13 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній:

$$X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{50,03 \cdot 17,44}{50,03 + 17,44} = 12,93 \quad \text{Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

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

$$\text{Опір трансформатора } X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 220^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 127 \quad (\text{Ом});$$

$$\text{Опір трансформаторів } X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{127}{2} = 63,5 \quad \text{Ом}.$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 .

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,13 + 12,93)} = 4,37 \text{ (кА)};$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (16,13 + 12,93 + 127)} = 1,37 \text{ (кА)}.$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 1,37 \cdot \frac{220}{10} = 30,18 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 4,37 \cdot 1,61 = 9,95 \text{ (кА)};$$

$$\text{у точці } K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 30,18 = 68,72 \text{ (кА)}.$$

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

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

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

$$\text{для } K_1 i_a = \sqrt{2} \cdot 4,37 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,02}} = 0,561 \text{ (кА)};$$

$$\text{для } K_2 i_a = \sqrt{2} \cdot 30,18 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 5,77 \text{ (кА)}.$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 4,37^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,62 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$\text{для } K_2 B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 30,18^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 136,63 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

В табл. 2.6 наведено результат всіх розрахунків

					БР 3.6.141.366 ПЗ	Ар
Змі	Ар	№ док.ум.	Під-	Да		37

Таблиця 2.6 – Значення струмів короткого замикання.

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $кА^2с$
Шини 220 кВ (K_1)	4,370	9,951	4,370	0,561	1,623
Шини 10 кВ (K_2)	30,181	68,718	30,181	5,776	136,630

2.3 Вибір силового комутаційного обладнання.

Максимальний струм на зовнішньому боці:

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 147 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ:

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

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,62 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить:

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

2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги.

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

Таблиця 2.7 – Вибір вимикача на боці 220 кВ.

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	146,96	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,37	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	9,95	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	4,37	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,56	9,2 кА
$B_K \leq I_{T_r}^2 t_r$	1,62	7500 кА ² ·с

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

2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора 10 кВ.

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233,1	4000
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	30,18	45
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	68,72	120
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	30,18	45
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	5,78	20,25
$B_K \leq I_{T_r}^2 t_r$	136,63	8100

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

2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ.

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

Таблиця 2.9 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1616,6	2500
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	30,18	31,5
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	68,72	80
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	30,18	31,5
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	5,78	12,6
$B_K \leq I_T^2 t_r$	136,63	2976,75

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

2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить.

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

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

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

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

2.3.5 Вибір роз'єднувача 220 кВ.

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

Таблиця 2.11 – Вибір роз'єднувача 220 кВ.

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

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

2.4 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП).

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

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{\min} = \frac{I_{трис}}{j_e}$$

де j_e - економічна щільність струму

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

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

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

Можемо обрати провід АС 240/32, найближчий до розрахованого

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом.

$$I_{\max} = 231 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$$

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

$$q_{\text{min}} \leq q_{\text{розрах}}$$

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

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

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

Умова виконується $13,65 \leq 240.$

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{\text{кз}} > 20\text{кА}$, а за нашими розрахунками $I_{\text{кз}} = 4,26 \text{ кА}$ - отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 220 кВ за умовами корони повинен бути не менше 120 мм^2 , тому провід АС 240/32 задовольняє умові.

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

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

$$I_{\text{раб.нб}} = 3233\text{кА}$$

По $I_{\text{раб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 120×10 з двома смугами на фазу, для цих шин $I_{\text{доп ном}} = 3500\text{А}$ обрали із табл. А2.

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

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

					БР 3.6.141.366 ПЗ	Ар
Змі	Ар	№ докум.	Під-	Да		42

k_n - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища $25^0 C$, нормована температура жил $70^0 C$ і температурі середовища $20^0 C$).

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

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

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

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

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

Частота власних коливань шинної конструкції:

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

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

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

q - поперечний переріз шини, см^2 .

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

b - товщина шини, см;

h - ширина шини, см.

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

4) Перевірка шини на міцність.

					БР 3.6.141.366 ПЗ	Ар
Змі	Ар	№ докум.	Під-	Да		43

f_c - сила взаємодії між смугами

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

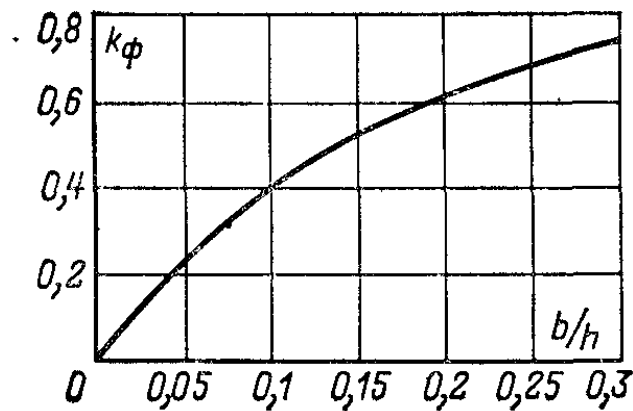


Рисунок 2.4 - Криві для визначення коефіцієнта k_ϕ для двосмугових шин при $a_n = 2b$

k_ϕ - коефіцієнт форми шин (рис. 2.4), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

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

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

Механічна напруга між смугами

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

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

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

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

W_c - момент опору між смугами.

Механічна напруга між фазами

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

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

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

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

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

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

Умова механічної міцності шини з двома смугами виконується.

2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.

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

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів струму.

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазам		
			А	У	З
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5

Продовження табл. 2.12.

Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. Вимикач на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведений у табл. 2.13-2.15.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	146,96	300 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	9,950	25
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,62	288,12 кА ² с

Продовження табл. 2.13.

$Z_H \leq Z_{H.ном}$	146,96	4800 Ом
----------------------	--------	---------

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

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

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

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

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

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

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

F - перетин жил, мм^2 ,

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

Загальний опір струмового кола:

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

що менше ніж $1,2 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

Таблиця 2.14 – Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3233,1	4000
$i_y \leq i_{дин}$	68,7	100
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,78	3675

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

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

$Z_{\text{К}}$ - опір контактів, Ом.

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

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

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

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

F - перетин жил, мм^2 ,

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

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,283 = 0,403 \text{ Ом},$$

що менше ніж 0,8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Вибираємо трансформатор ТШВ-15. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

					Б Р 3. 6. 141. 366 ПЗ	А р
Змі	А р	№ док ум.	Під-	Да		48

Таблиця 2.15 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	323,3	400
$i_y \leq i_{дин}$	68,7	100
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,78	2976,75

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів.

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

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

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

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

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

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

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

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

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F},$$

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

F - перетин жил, мм^2 ,

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

Загальний опір струмового кола

					БР 3.6.141.366 ПЗ	Ар
Змі	Ар	№ докум.	Під-	Да		49

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

що менше ніж 0,8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

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

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

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

Таблиця 2.16 – Трансформатори напруги.

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58У1	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 2.17 – Трансформатори напруги.

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

2.6 Вибір трансформаторів власних потреб.

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

Таблиця 2.18 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			P, кВт	Q, кВАр
Охолод. ТРДН-40000/220	2	15	0,9	0,484	30	14,5
Підігрів вимикачів на напрузі 220 кВ	3	3,6	1	0	10,8	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, віділювачів, короткозамикачів	10*0,6	6	1	0	6	0
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	1	0	5	0
Освітлення РП	1	2	1	0	2	0
Всього					54,8	14,5

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

$$S_{ТСН} \geq S_{СН},$$

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

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{54,8^2 + 14,5^2} = 45,3$$

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

Приймаємо два трансформатора ТМ-40/10. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $45,3 / 40 = 1,13$, що допустимо [15].

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА ТРДЦН – 63000/220

Вихідні дані до розрахунку наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані до розрахунку.

Тип реле	Група з'єднання обмоток	Потужність тр-ра	ВН	НН	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
ДЗТ-11	Y/Δ	63МВА	230	11	12	300	82	0,8

Складемо схему релейного захисту та схему заміщення рис. 3.1.

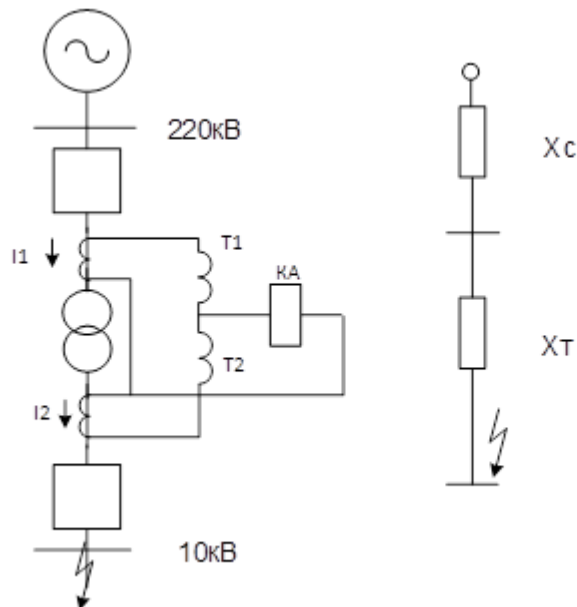


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Визначимо реактивний опір трансформатора:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{12 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 100,76 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захисту трансформаторів з РПН необхідно враховувати зміну опору за рахунок регулювання напруги.

БР 3.6.141.366 ЕТ-81 ПЗ				
Зм	Ар	№ докум	Під-	Да
Роз-	Водоп'я			
Пере-	Василе-			
Ре-				
Н.				
За-	Лебе-			
Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання				
		Лит.	Ар-	Листів
			52	80
СУМДУ ЕТ-81				

Для трансформаторів 220 кВ приблизно можна прийняти [16]:

$$x_{т.макс} = x_{т.ном} (1 + \Delta U)^2 = 100,7 \cdot (1 + 0,12)^2 = 126 \text{ Ом}$$

$$x_{т.мин} = x_{т.ном} (1 - \Delta U)^2 = 100,7 \cdot (1 - 0,12)^2 = 78 \text{ Ом}$$

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

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин})} = \frac{230}{\sqrt{3}(12 + 78)} = 1,476 \text{ кА}$$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс})} = \frac{230}{2(18 + 126)} = 0,960 \text{ кА}$$

3.1 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту.

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

а) відбудова від стрибка струму намагнічування [19]:

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.НОМ}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,1583 \text{ кА}$$

$$I_{с.з.} = k_{отс.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 0,128 = 0,2058 \text{ кА}$$

де $k_{отс}$ – коефіцієнт відбудови,

$$I_{НОМ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,032 \text{ кА} = 32 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу

$$I_{с.з.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) I_{к.макс(К2)} = 1,3(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 1,476 = 0,422 \text{ А}$$

Прийmemo $I_{с.з.} = 422 \text{ А}$.

Визначаємо чутливість захисту при КЗ на НН при мінімальному регулюванні:

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{960}{206} = 4,66$$

необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується.

						Ар
						53
Змі	Ар	№ докум.	Під-	Да	БР 3. 6. 141. 366 ПЗ	

3.2 Вибір уставок реле ДЗТ.

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

Струм спрацьовування реле для основного боку:

$$I_{с.р.п} = \frac{I_{с.з}k_{сх} \left(\frac{U_{ном.расч}}{U_{ном.п}} \right)}{K_{I.п}} = \frac{0,422 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{400}{5}} = 0,110A$$

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для основної сторони:

$$w_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{0,11 \cdot 1000} = 0,909 \text{ витка. Приймаємо 1 виток, що від-}$$

повідає фактичному току спрацьовування реле: $\frac{100}{1} = 100A$.

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для високої сторони трансформатора: $w_{расчI} = 1 \frac{7,16}{6,86} = 1,04$ витків. Приймаємо 2 витка.

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання:

$$I_{с.з} = k_з (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_1) I_{к.макс(K2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,0045) 363 = 122,24A$$

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

Уточнений струм спрацьовування реле:

$$I_{с.р.п} = \frac{I_{с.з}k_{сх} \left(\frac{U_{ном.расч}}{U_{ном.п}} \right)}{K_{I.п}} = \frac{122,24 \cdot 1 \cdot \frac{230}{11}}{\frac{400}{5}} = 31,95A$$

Таблиця 3.2 – Визначення струмів трансформатора.

Значення параметрів	I- ВН, 230кВ	II- НН, 11кВ
$I_{НОМ}, A$	$I_{НОМ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} =$ $= \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158A$	$I_{НОМ} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} =$ $= \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 11} = 331A$
K_{In}	200/5	400/5
Схема з'єднання ТС	Трикутник	Зірка
$I_{в.ном.н}, A$	$I_{в.ном.н} = \frac{I_{ном.н} k_{сх.н}}{K_{I.н}} =$ $= \frac{158 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 6,83A$	$I_{в.ном.н} = \frac{I_{ном.н} k_{сх.н}}{K_{I.н}} =$ $= \frac{331}{400/5} = 7,16A$

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

$$I_{с.з} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_2) I_{к.макс(К2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,061) 363 = 153A$$

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

Кількість витків гальмівний обмотки:

$$w_{торм.н} = \frac{k_3 I_{нб.расч} w_{раб.н}}{I_{к.макс} tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 153 \cdot 2}{363 \cdot 0,75} = 1,685$$

Таким чином до установки на реле приймаємо такі витки:

$$w_1 = 1, w_2 = 2, w_{торм} = 2 \text{ витка.}$$

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

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{960}{206} = 4,66 > 2 \text{ і } k_{ч} = \frac{241}{48} = 5,02 > 2, \text{ чутливість забезпечується.}$$

4 ОХОРОНА ПРАЦІ.

4.1 Розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ.

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

Таблиця 4.1 – Вихідні дані до завдання.

A, м	B, м	L ₁ , м,	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	L ₅ , м	h _x , м
52	40	34	8	28	10	8	6

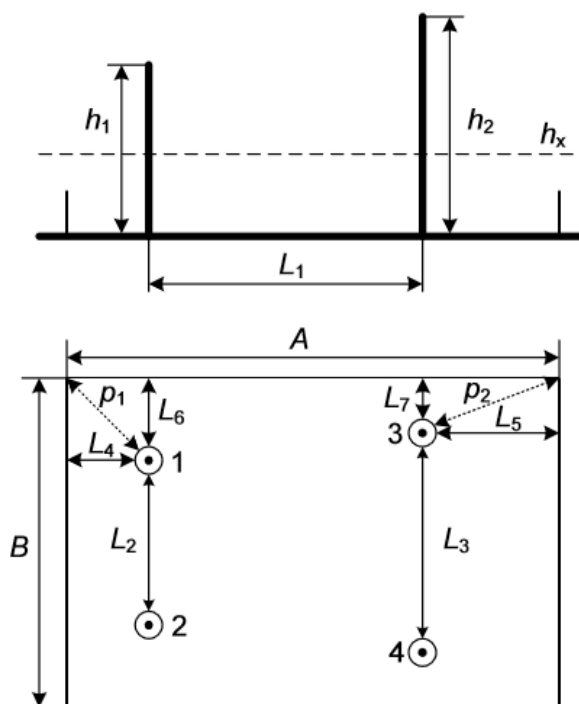


Рисунок 4.1 - Схема розміщення стрижневих блискавковідводів.

БР 3.6.141.366 ЕТ-81 ПЗ				
Зм	Ар	№ докум	Під-	Да
Роз-	Водоп'я			
Пере-	Василе-			
Ре-				
Н.				
За-	Лебе-			
Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання				
		Лит.	Ар-	Листів
			56	80
СУМДУ ЕТ-81				

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

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

1. Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{40 - 8}{2} = 16,6 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{40 - 28}{2} = 6,0 \text{ м}$$

2. Визначаємо параметри p_1 та p_2

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{16^2 + 10^2} = 10,8 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{6,0^2 + 8^2} = 10,0 \text{ м}$$

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

$r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

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

					БР 3.6.141.366 ПЗ	Ар
Змі	Ар	№ докум.	Під-	Да		57

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

4. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$L_{12} = L_2 = 8 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 0,7 \cdot 40,07 = 28,05 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 0,6 \cdot 40,07 = 24,04 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{24,04 \cdot (28,05 - 6)}{28,05} = 18,9 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25 \cdot 40,07 = 90,16 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot 40,07 = 170,3 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 21,6 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{24,04(28,05 - 6)}{28,05} = 18,9 \text{ м}$$

5. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 28,0 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 0,7 \cdot 25,24 = 17,67 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 0,6 \cdot 25,24 = 15,14 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{15,14 \cdot (17,67 - 6)}{17,67} = 9,99 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25 \cdot 25,24 = 56,79 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot 25,24 = 107,27 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 17,67 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

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

6. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{13} = \sqrt{L_1^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 90,16 \text{ м}$$

на висоті $h_1 = 40,07 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25 \cdot 40,07 = 90,16 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25 \cdot 40,07 = 170,3 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 28,05 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

на висоті $h_3 = 25,24 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 56,79 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 4,25 \cdot h_3 = 107,27 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 17,67 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{28,05 + 17,67}{2} = 22,86 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{24,04 + 15,14}{2} = 19,59 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{19,59 \cdot (22,86 - 6)}{22,86} = 14,4 \text{ м}$$

7. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{34^2 + \left(8 + \frac{28 - 8}{2}\right)^2} = 38,47 \text{ м}$$

на висоті $h_1 = 40,07 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 2,25 \cdot 40,07 = 90,16 \text{ м}$$

$$L_{\max 14} = 4,25h_1 = 4,25 \cdot 40,07 = 170,3 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 28,05 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

на висоті $h_3 = 25,24 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_4 = 56,79 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25h_4 = 107,27 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 17,67 \text{ м}$$

$$h_{c\min14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = \frac{28,05 + 17,67}{2} = 22,86 \text{ м}$$

$$r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{24,04 + 15,14}{2} = 19,59 \text{ м}$$

$$r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{c\min14} - h_x)}{h_{c\min14}} = \frac{19,59 \cdot (22,86 - 6)}{22,86} = 14,4 \text{ м}$$

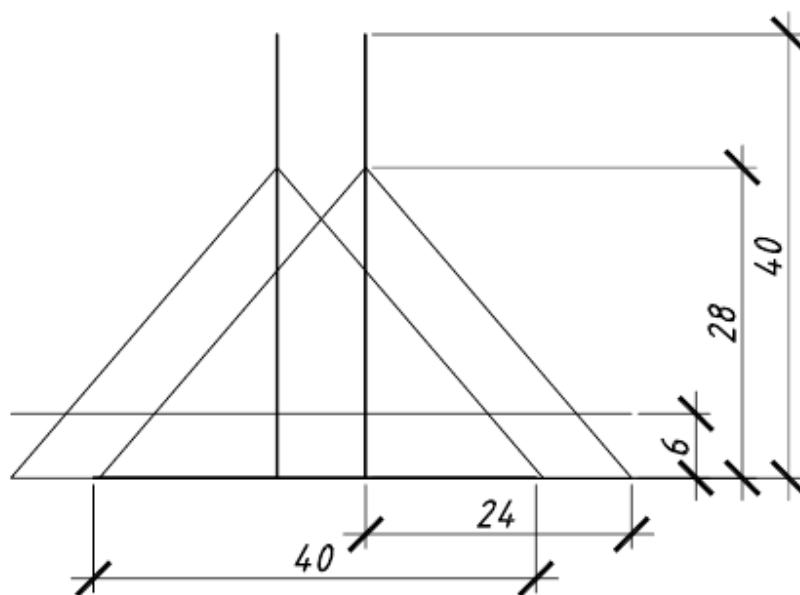


Рисунок 4.2 – Блискавковідводи 1 та 2.

Змі	Ар	№ докум.	Під-	Да

БР 3.6.141.366 ПЗ

Ар
60

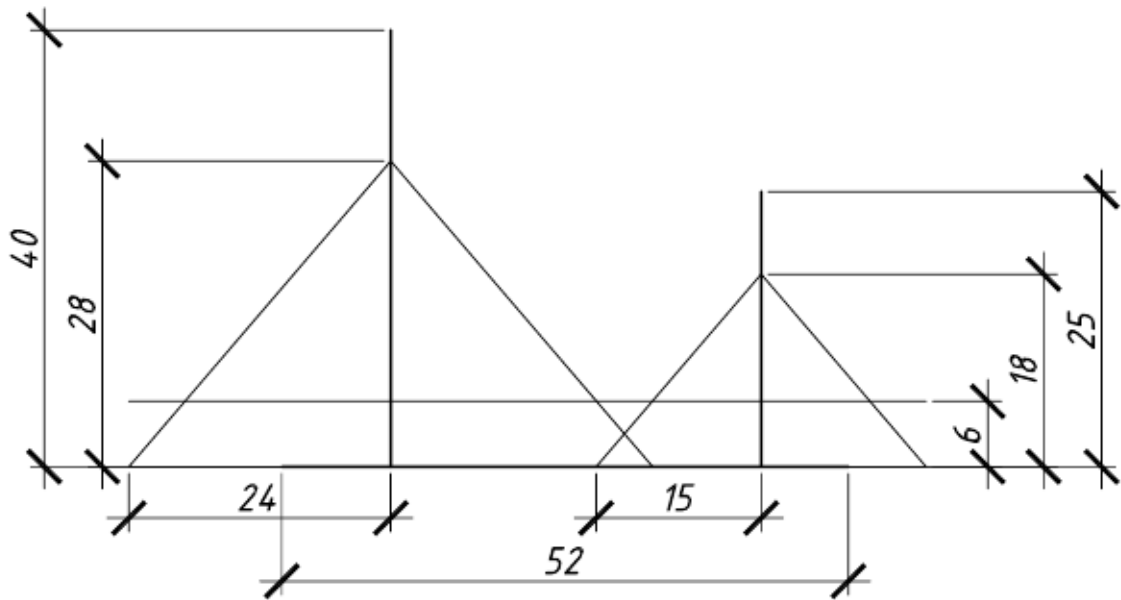


Рисунок 4.3 – Блискавковідводи 1 та 3.

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.4.4:

					<i>БР 3.6.141.366 ПЗ</i>	Ар
Змі	Ар	№ докум.	Під-	Да		61

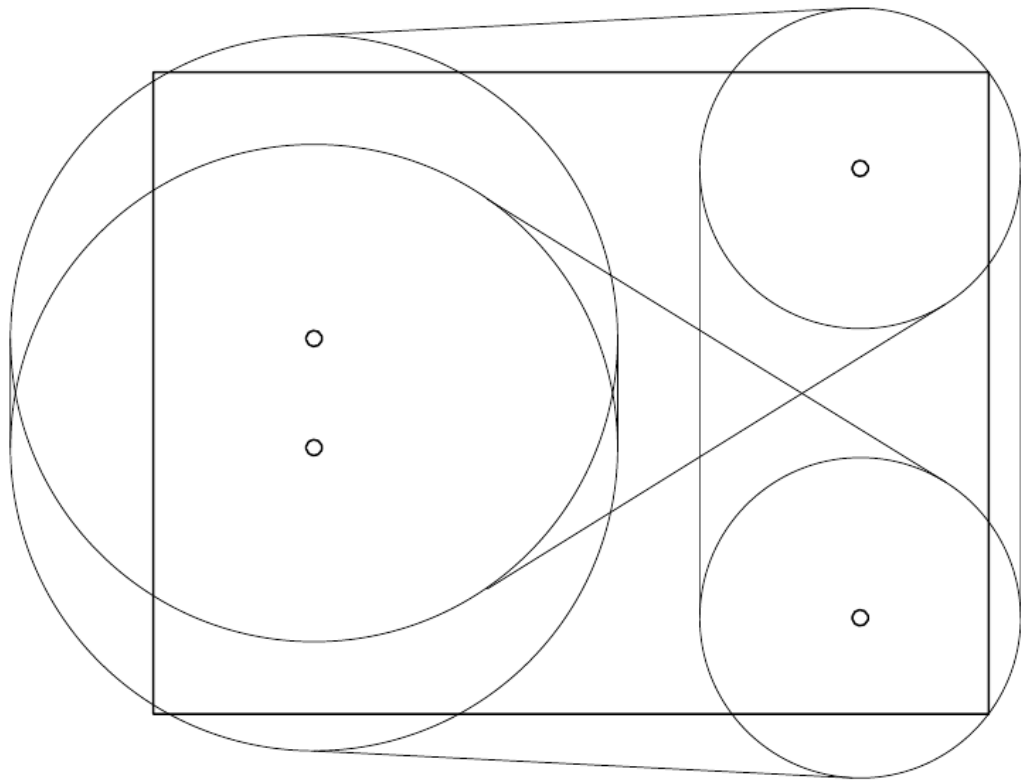


Рисунок 4.4 – Зона захисту підстанції на висоті h_x .

4.2 Розрахунок опору контуру заземлення ВРП-220 кВ.

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

					<i>БР 3.6.141.366 ПЗ</i>	<i>Ар</i>
<i>Змі</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>		62

Таблиця 4.2 – Вихідні дані.

Варіант	a , м	b , м	$\rho_{вим}$, Ом·м	$n_{тр}$, шт	$l_{тр}$, м	Тип тросу
3	200	230	102	2	250	C-50

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

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{розр} = K \rho_{вим} = 1,4 \cdot 102 = 142,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

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

Опір заземлення системи трос-опора (3.1) [22]:

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

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

$R_{оп}$ – опір заземлення опори.

$$\text{Опір троса: } R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 250}{2} = 4,625 \text{ Ом}$$

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

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{4,625 \cdot 15} = 8,329 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП становить: $R_{тр} = R_{тр-оп} = 8,329 \text{ Ом}$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_3 = \frac{R_{дон} R_{тр}}{R_{тр} - R_{дон}} = \frac{0,5 \cdot 8,329}{8,329 - 0,5} = 0,532 \text{ Ом}$$

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

$$R_{\text{дон}} = 0,5 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір заземлювального контуру ВРП, що складається із сітки вертикальних електродів об'єднаних горизонтальними смугами (3.2) [23]:

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

де, L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів.

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

n – кількість вертикальних електродів

$$\sqrt{S} = \sqrt{200 \cdot 230} = 214,5 \text{ мм}^2$$

A – коефіцієнт, що залежить від $\frac{10}{212} = 0,05$. Приймаю $A=0,4$.

Визначимо кількість вертикальних електродів становить:

$$n = 19 \cdot 2 + 23 \cdot 2 = 86$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 200 \cdot 19 + 230 \cdot 23 = 9090 \text{ м}$$

$$R_{з.р} = 123,2 \left(\frac{0,4}{215} + \frac{1}{9090 + 82 \cdot 10} \right) = 0,242 \text{ Ом}$$

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

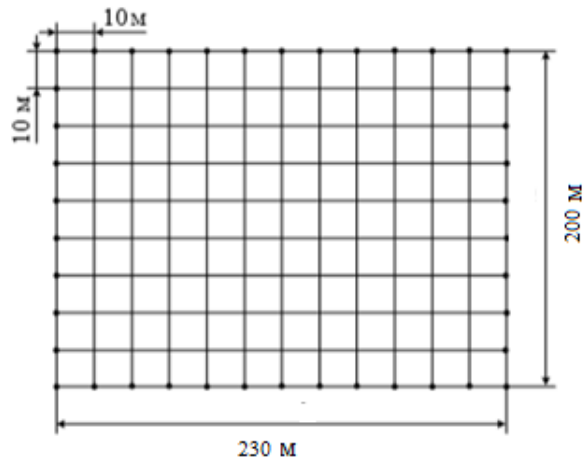


Рисунок 4.5 - Схема заземлювального контуру.

					<i>БР 3.6.141.366 ПЗ</i>	Ар
<i>Змі</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>		65

ВИСНОВОК

У бакалаврській роботі було спроектовано комбіновану мережу, що має кільцеві та радіальні ділянки. Мережа складається із одного споживача I категорії, двох споживачів II категорії та трьох III. Розраховано та обрано напругу номіналом 220 кВ. Обрано проводи мережі та силові трансформатори виходячи з класу напруги, потужності споживачів та їх категорій. Розраховано перетоки потужності та визначено втрати напруги в схемі та врегульовано напругу на підстанціях шляхом підбору необхідного ступеня РПН в трансформаторі. Загальні втрати в мережі склали близько 1%. Розглянуто мінімальний та після аварійний режим роботи схеми, результат якого показав відхилення номінальних параметрів електроенергії, але не перевищує граничні значення. Схеми заміщення всіх розрахованих режимів мережі подано у додатках.

Для розрахунку підстанції був обраний 1 споживач – споживач II категорії. Для нього побудовано добовий графік навантаження та проведено перевірку силових трансформаторів за потужністю та визначено струми короткого замикання. Обрано високовольтні електричні апарати, гнучкі та жорсткі шини. Обрано вимірювальні трансформатори струму та напруги виходячи з підключених до них приладів. Схема підстанції подана в додатку Г.

Обрано реле 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. 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 3.6.141.366 ПЗ</i>	<i>Ар</i>
<i>Змі</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>		66

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. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат. 1989. 592 р.
4. Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник / П.В. Волох, М.П. Цоколенко, Л.В. Ревенко, В.А. Грінчаненко та ін. - К.: Аграрна освіта, 2014. -506 с.
5. Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.
6. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
7. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.
8. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.

										<i>Ар</i>
										<i>67</i>
<i>Змі</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>						

БР 3.6.141.366 ПЗ

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

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

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

13. С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. Справочный материалы для курсового и дипломного проектирования (часть 1): Учебное электронное текстовое издание/Подготовлено кафедрой «Физическая и коллоидная химия». – Екатеринбург, 2005. – 52 с.

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

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

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

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

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

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

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

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

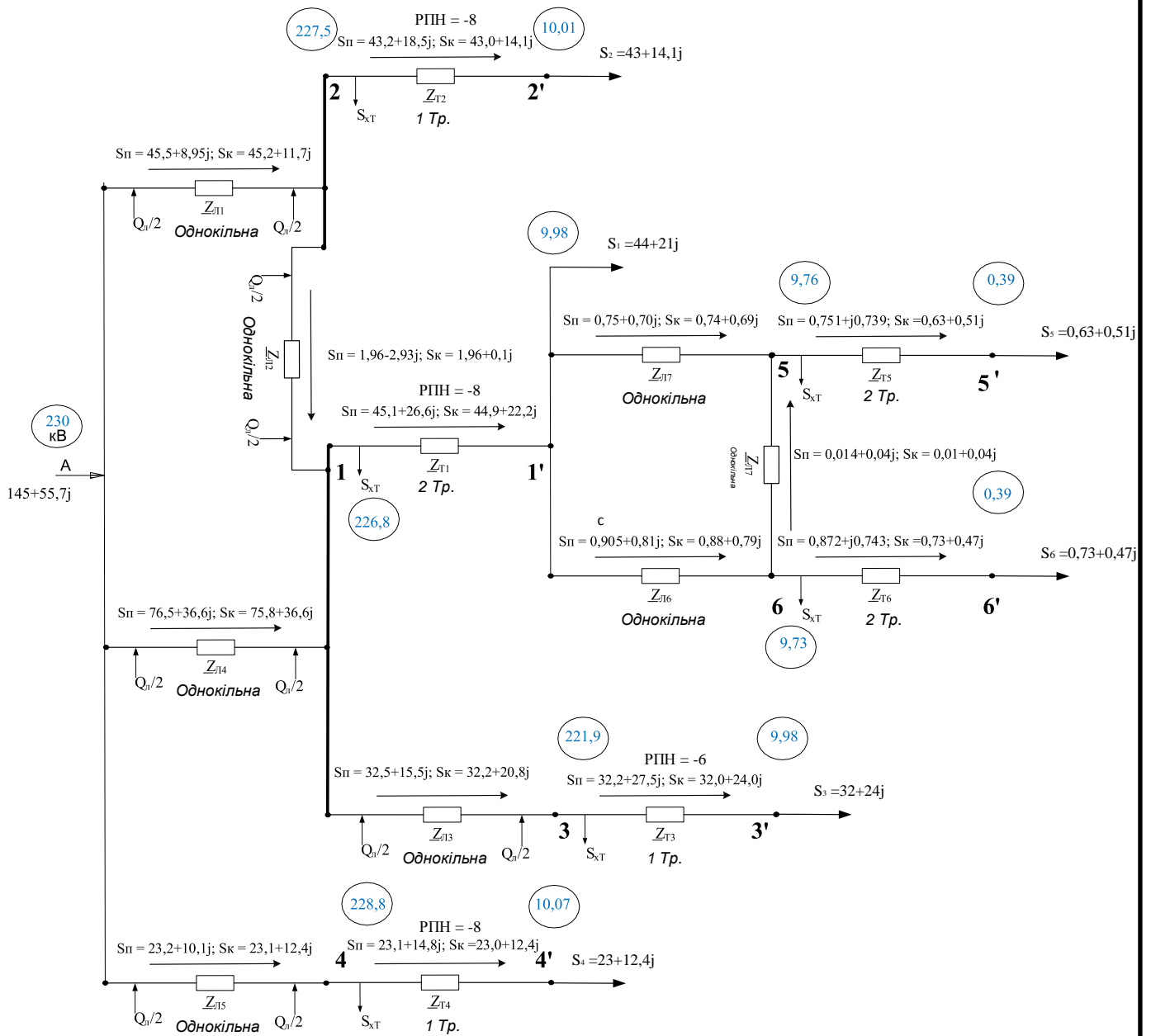
22. Мар'янчук, Е.В. Майструк. Техніка високих напруг. Навчальний посібник. Укл. П.Д. — Чернівці: Рута, 2010. – 90 с.

23. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122 - 87/ Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.

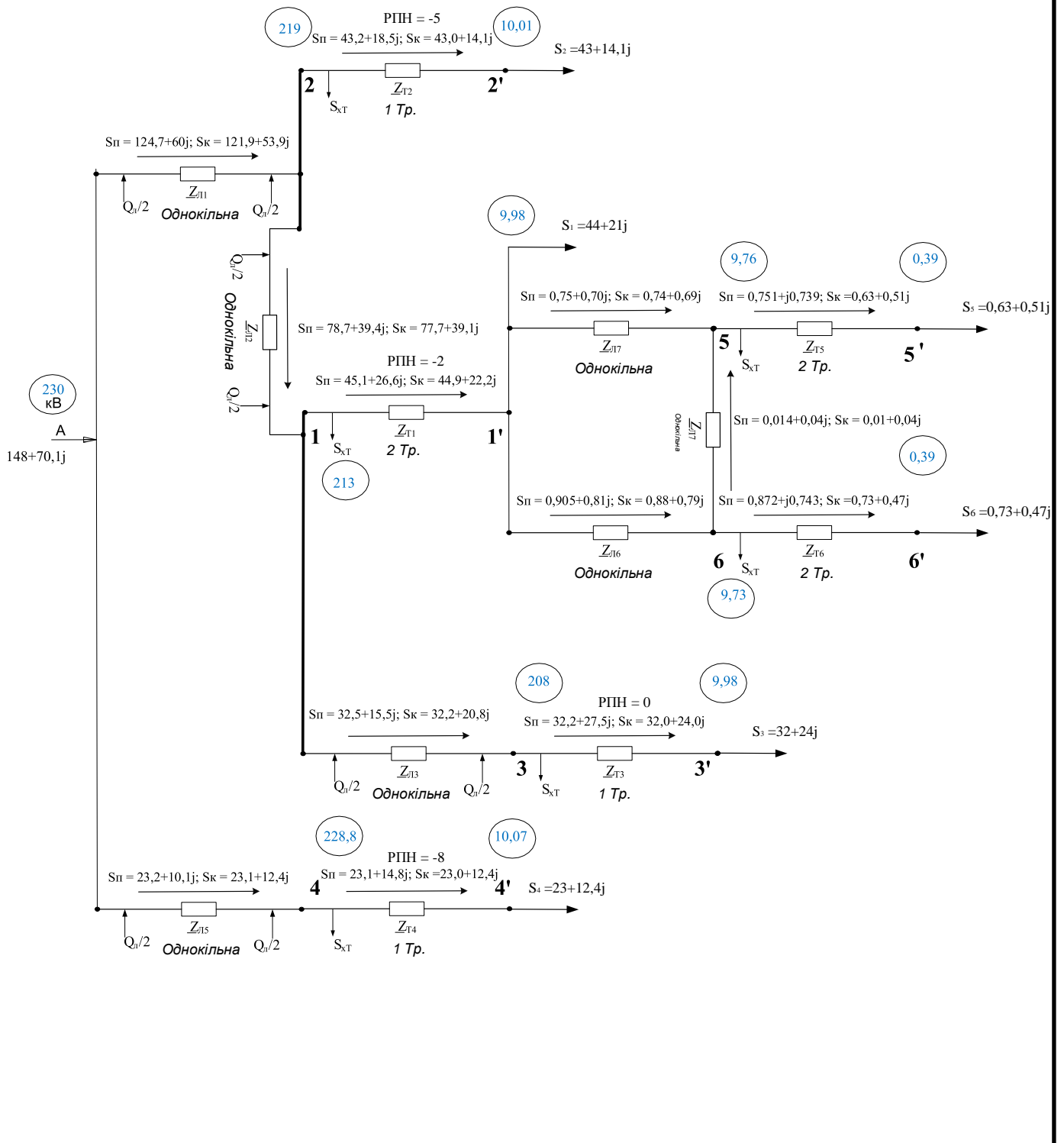
					<i>БР 3.6.141.366 ПЗ</i>	Ар
Змі	Ар	№ докум.	Під-	Да		69

ДОДАТКИ

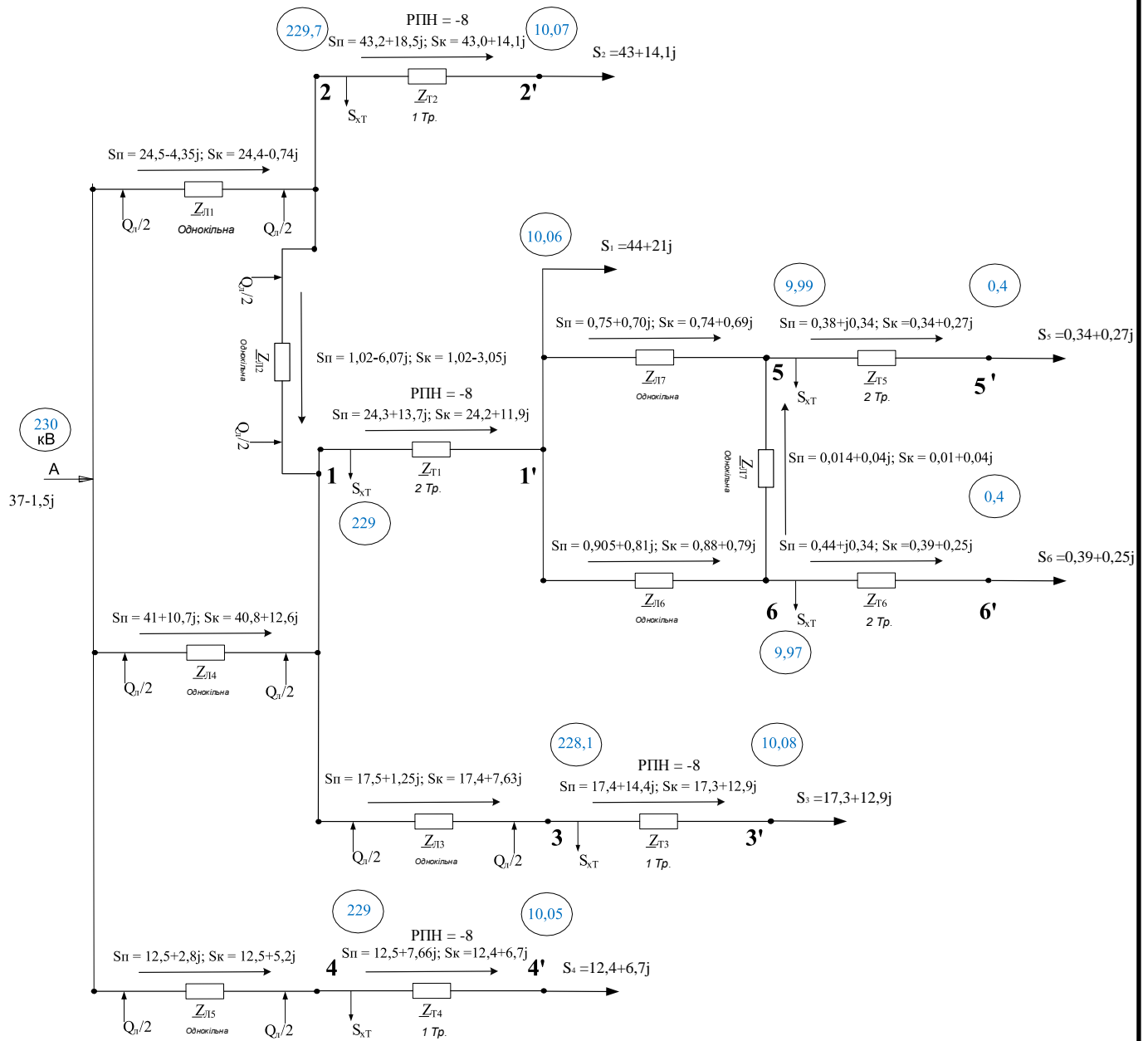
					<i>БР 3.6.141.366 ПЗ</i>	<i>Ар</i>
<i>Змі</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>		<i>70</i>



БР 3.6.141.366 ПЗ								
<i>Зм</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>	Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання	<i>Літ.</i>	<i>Маса</i>	<i>Масш-</i>
<i>Роз-</i>	<i>Во-</i>	<i>Василе-</i>					1	1 : 1
<i>Пере-</i>	<i>Т.</i>					<i>Ар</i> 71	<i>Ар ку-</i>	80
<i>Ре-</i>	<i>Н.</i>					ДОДАТОК А		
<i>За-</i>	<i>Лебе-</i>					<i>Нормальний режим</i>		
СумДУ, ЕТ - 81								

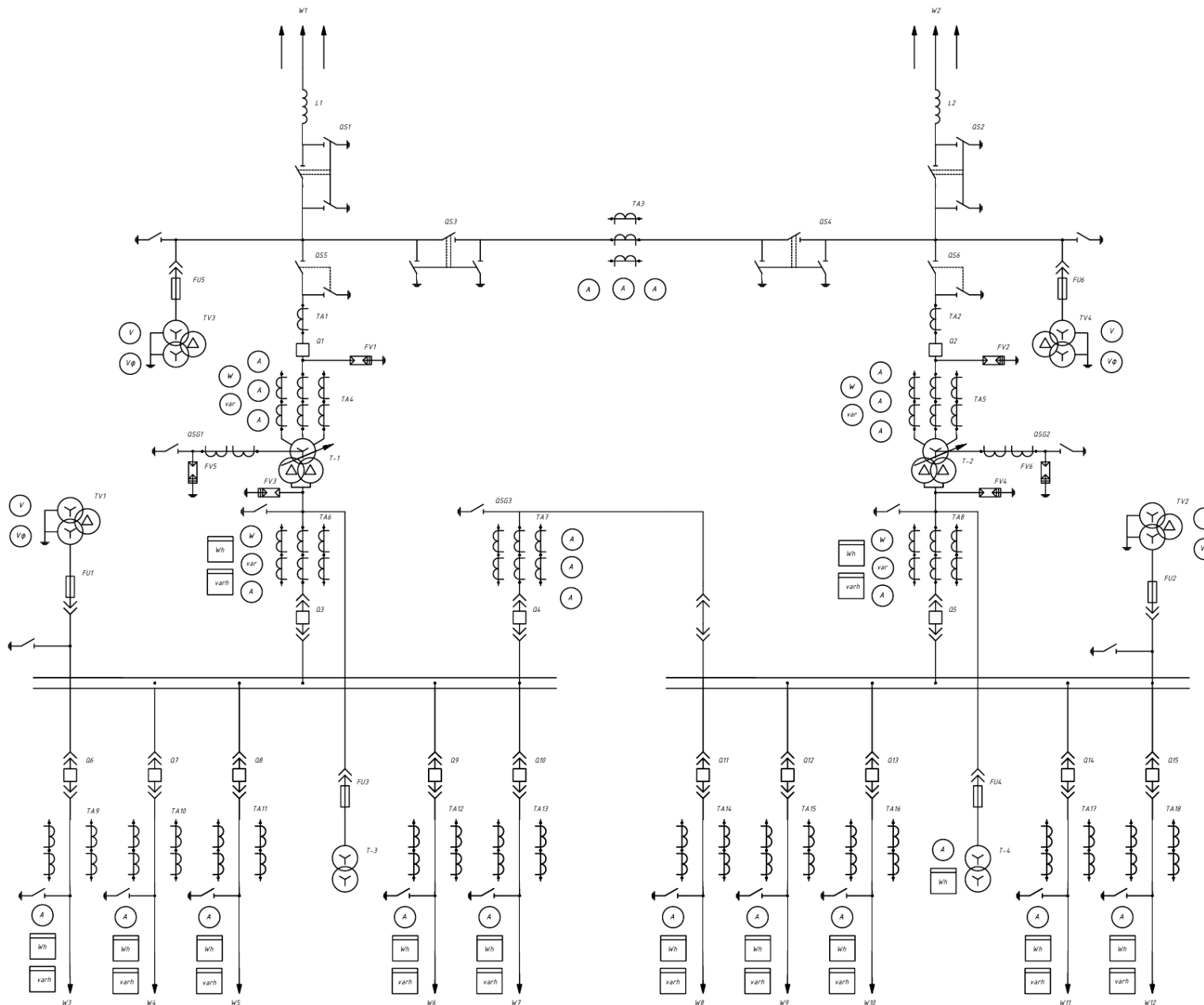


					БР 3.6.141.366 ПЗ				
<i>Зм</i>	<i>Ар</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Під-</i>	<i>Да</i>	<i>Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання</i>	<i>Літ.</i>	<i>Маса</i>	<i>Масш-</i>	
<i>Роз-</i>	<i>Во-</i>	<i>Василе-</i>					1	1 : 1	
<i>Пере-</i>						<i>Ар</i>	72	<i>Ар ку-</i>	80
<i>Т.</i>						ДОДАТОК Б			
<i>Ре-</i>						<i>Аварійний режим ро-</i>			
<i>Н.</i>					Сумду, ЕТ - 81				
<i>За-</i>	<i>Лебе-</i>								



БР 3.6.141.366 ПЗ

Зм	Ар	№ докум.	Під-	Да	Розрахунок параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання	Літ.	Маса	Масш-
Роз-	Во-						1	1:1
Пере-	Василе-							
Т.						Ар 73	Ар ку-	80
Ре-								
Н.					ДОДАТОК В	Сумду, ЕТ - 81		
За-	Лебе-				Режим мінімального			



Поз	Позначення	Найменування	К-ть	Прим
1	T1 - T2	Трансформатор силовий ТРДЦН - 63000/220	2	
2	Q1 - Q2	Вимикач ЯЕ-220Л-11(2)У4	2	
3	Q3, Q5	Вимикач МГГ-10-4000-45У3	2	
4	Q4	Вимикач ВВЕ-10-31,5/2500Т3	1	
5	Q6 - Q11	Вимикач ВВЕ-10-40/1600У3	6	
6	Q51 - Q56	Роз'єднувач зовн. РНД-220/630 Т1	6	
7	TA1 - TA5	Трансформатор струму ФЗМ220Б-III	5	
8	TV3 - TV4	Трансформатор напруги НКФ-220-58У1	2	
9	FV1 - FV6	Розрядник вентиляний	6	
10	QSG1 - QSG3	Заземлювач однополюсний	3	
11	TA6 - TA8	Трансформатор струму ТШВ-15	3	
12	TA9 - TA18	Трансформатор струму Т0Л-10	10	
13	TV1 - TV2	Трансформатор напруги НОМ-10-66	2	

Розроблено
Сав. Іван. Н.
Підпис: Іван. Н.
Іван. Н. Сав. Іван. Н.

Зм.					Арх.					Підпис.					Дата.				
Розробка	Володимир	Баскага			Розробка параметрів та вибір електрообладнання системи електропостачання	РП	80	80	Архив	Архив									
Перевірка																			
Т. Контроль																			
Уклад.																			
Н. Контроль																			
І. Контроль																			