

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 бакалавра

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання» на тему: Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання

Здобувача групи ЕТ-91 Шаповала Андрія Олександровича
(шифр групи) (прізвище, ім'я, по батькові)

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

_____ Андрій Шаповал
(підпис) (Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник к.т.н., доцент Петро Василега _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, ім'я та ПРІЗВИЩЕ) (підпис)

Сумський державний університет

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики
_____ Лебединський І.Л.
“ ___ ” _____ 2023_ р.

ЗАВДАННЯ

до виконання кваліфікаційної випускної роботи бакалавра

Шаповал Андрія Олександровича

1. Тема роботи :«Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання»

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)

1. Схема заміщення конфігурацій мереж.

2. Схема заміщення аварійного режиму роботи мережі

3. Схема заміщення мінімального режиму роботи мережі.

4. Принципова схема підстанції одного із споживачів.

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. 82, рис. 10, табл. 52, кресл. 6

Бібліографічний опис: Шаповал А. О. Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра: спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / наук. кер. П. О. Василега. Суми: Сумський державний університет, 2023. – 82 с.

Ключові слова: конфігурація електричної мережі, категорія надійності споживача, потужність навантаження, силовий трансформатор, повітряна лінія електропередачі, провід, хвильовий опір, напруга мережі, поточкорозподіл навантаження, проектування електричної частини підстанції, вимикач навантажень, шинний та лінійний роз'єднувач, вимірювальні трансформатори, диференційний струмовий захист трансформатора, грозозахист, блискавкозахист, заземлення, заземлюючі пристрої

electrical network configuration, consumer reliability category, load power, power transformer, overhead power line, wire, wave resistance, network voltage, load flow distribution, design of the electrical part of the substation, load switch, bus and line connector connector, measuring transformers, transformer differential current protection, lightning protection, lightning protection, grounding, grounding devices

Короткий огляд – В даній роботі проведено проектування та розробка конфігурації електричної мережі району споживачів електричної енергії. Проведено визначення оптимального розміщення ліній електропередачі та перетину проводу. Проведено розрахунок та обрано силові трансформатори згідно потужності споживачів. Проведено проектування електричної частини підстанції. Перевірено навантаження силового трансформатора згідно добового графіку. Проведено розрахунок та вибір вимикачів навантаження, трансформаторів струму та напруги. Проведено розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розрахунок грозозахисту та контуру заземлення підстанції.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВН – вища напруга

ЗРП – закритий РП

к.з. – коротке замикання

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією

КП – компенсуючий пристрій

НН – низька напруга

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

ПЛ – повітряна лінія

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РЕМ – розподільні мережі

РП – розподільний пристрій

РПН – регулювання під навантаженням

СКЗ – струм короткого замикання

СН – середня напруга

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	9
1.1 Вихідні дані.....	9
1.2 Розробка конфігурації електричної мереж	10
1.3 Розрахунок електричної мережі	13
1.3.1 Визначення довжин ліній для схеми.....	13
1.3.2 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми	14
1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв	18
1.3.4 Вибір трансформаторів.....	19
1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги	22
1.4 Техніко-економічне порівняння двох схем електричної мережі	27
1.5 Аварійний режим роботи електричної схеми	28
1.6 Режим мінімального навантаження	30
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	32
2.1 Перевірка потужності силового трансформатора підстанції	32
2.2 Розрахунок струмів КЗ	38
2.3 Вибір комутаційної апаратури.....	40
2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ.....	40
2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ.....	41
2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ.....	42
2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ.....	42

					<i>БР 3.6.141.397 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Шаповал</i>					5	84
<i>Перевір.</i>		<i>Василега</i>				<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

2.3.5	Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ.....	43
2.4	Вибір трансформатора власних потреб	43
2.5	Вибір електровимірювальних приладів	45
2.5.1	Вибір трансформаторів струму (ТС).....	45
2.5.1.1	Вибір ТС на стороні 110 кВ	45
2.5.1.2	Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора	46
2.5.1.3	Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ	48
2.5.1.4	Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ	49
2.5.2	Вибір трансформаторів напруги (ТН).....	51
2.5.2.1	Трансформатор напруги на боці ВН.....	52
2.5.2.2	Трансформатор напруги на боці НН.....	53
2.6	Вибір збірних 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, конструктивні рішення	58
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	59
3.1	Завдання	59
3.2	Розв'язання.....	59
3.2.1	Вихідні дані до розрахунку захистів	59
3.2.2	Розрахунок подовжнього диференціального захисту	61
3.2.3	Вибір уставок реле ДЗТ	62
3.2.4	Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.....	65
4	ОХОРОНА ПРАЦІ	67

1.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції.....	67
1.1.1	Визначення зони захисту блискавковідвід.....	67
1.1.2	Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2.....	68
1.1.3	Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4.....	68
1.1.4	Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3.....	68
1.1.5	Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4.....	69
1.2	Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції.....	70
	ВИСНОВОК.....	73
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	74
	ДОДАТКИ.....	76

					<i>БР 3.6.141.397 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

В бакалаврській роботі передбачено проектування оптимальної конфігурації електричної мережі. Конфігурація електричної мережі повинно забезпечувати споживачів електричною енергією, та виконання відповідних креслень. При проектуванні електричної мережі необхідно обрати елементи енергосистеми, у відповідності з діючими правилами та нормативними документами: оптимальний перетин проводу лінії електричної мережі, роботу силового трансформатора на підстанціях.

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

Після розробки мережі проводиться проектування підстанції. Необхідно розрахувати основні параметри, на основі яких обираються електричні апарати: високовольтні вимикачі та роз'єднувачі. Для безперебійної роботи підстанції проводиться розрахунок гнучких та жорстких шин високої ти низької напруги відповідно.

Передбачити релейний захист трансформаторів, з використанням по-вздожнього диференційного захисту з реле типів РНТ і ДЗТ. Так як реле типу РНТ застарілі, захист проводитиметься за допомогою реле типу ДЗТ, що забезпечує підвищену відстрочку від періодичних струмів небалансу та мають магнітне гальмування.

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

					<i>БР 3.6.141.397 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вихідні дані

Завданням даного розділу передбачено виконати розрахунок високовольтної електричної мережі району. Необхідно виконати електропостачання споживачів від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризується великою потужністю, для цієї групи споживачів доставлена електроенергія повинна бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з крупних споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові, сільськогосподарські і житлові райони. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних крупних споживачів і забезпечити напругою 380 В. Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	15	18	30	-13	20	-14
Y, мм	48	16	20	42	16	16
P _{max} , МВт*	34	60	31	72	736	627
cos f	0,91	0,78	0,84	0,9	0,92	0,88
T _{нб} , годин	4450	5220	6170	5720	4230	4390
Категорія	II	II	I	I	I	I

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

					<i>БР 3.6.141.397 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Шаповал</i>			<i>Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання</i>	<i>Лист.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Василега</i>					9	84
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	
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 мереж

На початку проектування необхідно провести розрахунки повної потужності максимально можливого навантаження споживачів.

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:

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

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

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю занесемо до табл. 1.3.

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	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	34,00	60,00	31,00	72,00	0,74	0,63
Q_{max} , МВА	15,49	48,14	20,02	34,87	0,31	0,34
P_{min} , МВА	19,04	33,60	17,36	40,32	0,41	0,35
Q_{min} , МВА	8,67	26,96	11,21	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.

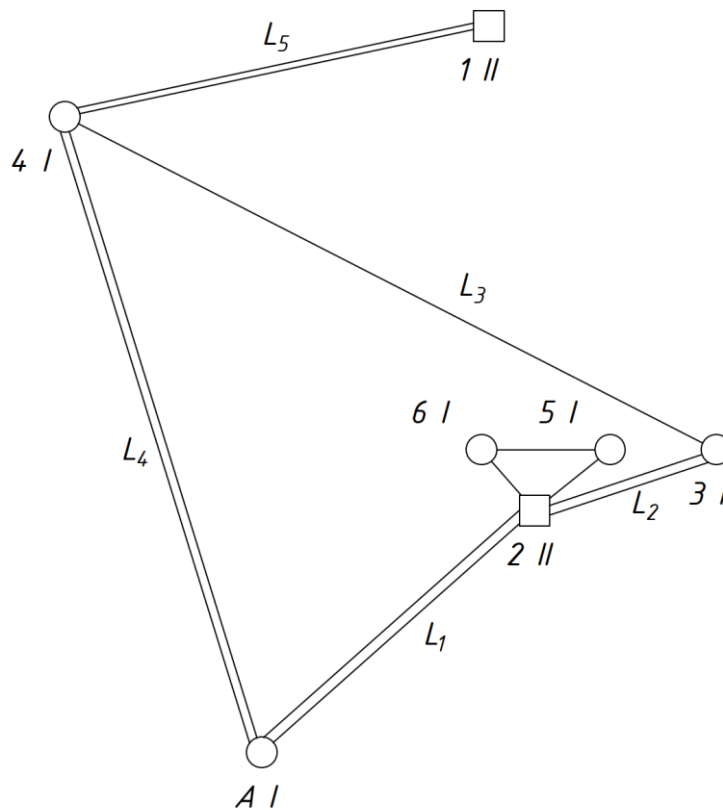


Рисунок 1.1 – Схема А

В розрахунках та при розробці конфігурації мережі необхідно врахувати такі немало важливі пункти:

- 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

1.3.1 Визначення довжин ліній для схеми

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

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

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

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

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{\text{цеп}}$.

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

$k_{\text{цеп}} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах[3, ст. 9].

Двокільні лінії менш надійні, тому краще проектувати однокільні лінії. Довжини ліній із урахуванням провисання проводів показані у табл. 3.1.

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі

$L = l \cdot k_L \cdot k_M$ де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, мм; k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою, $k_L \approx 1,25$. k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розрахунки заносяться до табл. 1.4.

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Таблиця 1.4 – Довжина лінії з урахуванням коефіцієнту

Ділянка	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
L (км)	24,10	12,60	48,30	44,00	28,60	25,60	34,00	25,60
k_M	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5
L (км) (з урахуванням k_M)	25,60	24,10	12,60	48,30	44,00	28,60	12,80	17,00

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

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рис. 1.2, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужності визначаємо за такими формулами:

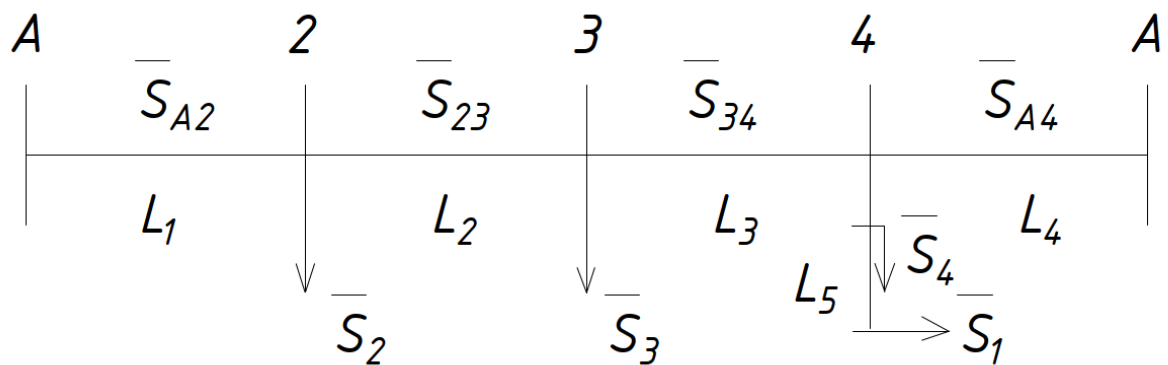


Рисунок 1.2 – Схема заміщення

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\underline{S}_{A2} = \frac{(\underline{S}_1 + \underline{S}_4) \cdot (l_4) + \underline{S}_3 \cdot (l_3 + l_4) + \underline{S}_2 \cdot (l_3 + l_4 + l_2)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = 108,3 + j71,2 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A4} = \frac{(\underline{S}_1 + \underline{S}_4) \cdot (l_1 + l_2 + l_3) + \underline{S}_3 \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_2 \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = 90,1 + j47,9 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L3} = \underline{S}_{L1} - \underline{S}_2 = 48,2 + j23,0 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_1 = 108 - j71,2 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{L4} = \underline{S}_{L5} = 90,1 + j48 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{26} = \frac{\underline{S}_6 \cdot (l_8 + l_7) + \underline{S}_5 \cdot (l_8)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,703 + j0,32 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{25} = \frac{\underline{S}_5 \cdot (l_6 + l_7) + \underline{S}_6 \cdot (l_6)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,66 + j0,33 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{56} = \underline{S}_{36} - \underline{S}_6 = 0,07 + j0,02 \text{ MVA}$$

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

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

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):

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

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

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

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

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

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

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

Таблиця 1.5 – Економічна густина струму, А/мм²

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

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

Таблиця 1.6 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	0	151	-	679,0	339,0
Л2	108,0+71,2i	105	-	280,0	140,0
Л3	48,2+23,0i	80,1	-	91,7	45,8
Л4	17,2+3,02i	160	-	536,0	268,0
Л5	90,1+48,0i	105	-	196,0	98,1
Л6	34,0+15,5i	16,2	42,6		-
Л7	0,66+0,33i	5,52	4,51		-
Л8	0,076-0,017i	16,7	44,6		

Обираємо напругу в колі $U_{\text{ном}}=110$ кВ.

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

Таблиця 1.7 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, кА	На- пруга, кВ	Переріз, мм ²		Допус- тимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	679,0	110	617	2*АС-240	2*605
Л2	280,0	110	254	2*АС-120	2*390
Л3	91,7	110	83,3	АС-240	605
Л4	536,0	110	487,3	2*АС-240	2*605
Л5	196,0	110	178	2*АС-95	2*605
Л6	42,6	10	38,7	АС-50	280
Л7	4,51	10	4,1	АС-35	210
Л8	44,6	10	40,5	АС-50	280

1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв

Це в цілому складне завдання, яке при виконанні курсового проекту вирішується дещо спрощено.

Компенсуючі пристрої (статичні конденсатори і синхронні конденсатори) 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.

Хід і результати вибору компенсуючих пристроїв показано табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Результати вибору реактивних установок

Номер підстанції	P_m , МВт	$\text{tg}\varphi$	$\text{tg}\varphi_b$	Q_k , Мвар	Кількість і тип компенсуючих пристроїв
1	34,00	0,46	0,21	8,35	2*УКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ
2	60,00	0,80	0,21	35,54	2*КС-25
3	31,00	0,65	0,21	13,51	6*УКЛ(П)56-10,5-2700 УЗ
4	72,00	0,48	0,21	19,75	2*КС-16

1.3.4 Вибір трансформаторів

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на однотрансформаторній 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 однотрансформаторної підстанції, МВА (кВА);

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

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

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

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою (1.10):

$$K_z = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{НОМ}}}} \quad (1.10)$$

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

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від

					<i>БР 3.6.141.397 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

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.

Таблиця 1.9 – Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	S споживача, МВА	Категорія споживача	N тр,	S _{спозр} (1-го тр), МВА	S _{ном} (1-го тр), МВА	K _з	Марка тр-ра
1	37,4	II	2	26,7	40	0,47	ТРДН – 40000/110
2	78,4	II	2	56	63	0,62	ТРДЦН – 63000/110
3	36,9	I	2	26,4	40	0,461	ТРДН – 40000/110
4	80	I	2	57	63	0,635	ТРДЦН – 63000/110
5	0,8	I	2	0,571	0,63	0,635	ТМ-630/10
6	0,712	I	2	0,51	0,63	0,565	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):

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

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

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

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

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

U_K – напруга короткого замикання, %.

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

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів

Тип трансформатора	S _н , МВА	Каталожні дані							Розрахункові дані				
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	Регулювання напруги		R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _{хкВ} Ар	пт
		ВН	НН					Кі	%				
ТДТН-25000/10	25	121	11	11	170	25	0,7	±8	1,5	11	232,7	75	20,9
ТРДН-40000/10	40	121	11	12	170	50	0,8	±9	1,78	5,6	100,7	360	20,9
ТР-ДЦН-63000/10	63	121	11	12	300	82	0,8	±8	1,5	3,9	100,7	504	20,9

В табл.1.11 приведені параметри обраних трансформаторів споживачів 5 та 6.

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
ТМ-1000/10	1000	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2	2,12	8,5	18,9	25

1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності. Активний та реактивний опір лінії, Ом (1.13), (1.14):

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

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

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

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом (1.15):

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

Зарядна потужність лінії (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.

Таблиця 1.12 – Параметри ліній за схемою А

Ділян-ка	Дов-жина, км	Марка про-воду	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10-6, См/км		
Л1	24,1	2*АС-240	0,121+j0,405	2,81	1,64	1,46+ j4,88
Л2	12,6	2*АС-120	0,249+ j0,427	2,66	0,811	1,57+ j2,69
Л3	48,3	АС-240	0,121+ j0,405	2,81	1,64	5,84+ j19,6
Л4	44,0	2*АС-240	0,121+ j0,405	2,81	2,99	2,66+ j8,91
Л5	28,6	2*АС-95	0,306+ j0,434	2,61	1,81	4,38+ j6,21
Л6	12,8	АС-50	0,595+ j0,388	-	-	7,62+ j4,97
Л7	17,0	АС-35	0,6+ j0,26	-	-	10,2+ j4,42
Л8	12,8	АС-50	0,595+ j0,388	-	-	7,62+ j4,97

Розрахунок ustalених режимів полягає у визначенні напруги в вузлових точках, струмів і потужності в окремих елементах мережі. Стосовно до розглянутих тут ліній, розрахунок полягає у визначенні невідомих потужності і напруги на початку або в кінці лінії на основі законів Ома і Кірхгофа.

Для ліній, схема заміщення показана на рис. 1.3, які в схемах заміщення представляються практично всіма параметрами, характерні два види розрахунку режимів: за даними кінця і даними початку. На практиці такими є повітряні лінії напругою 110 – 220 кВ і кабельні напругою 35 кВ і більше.

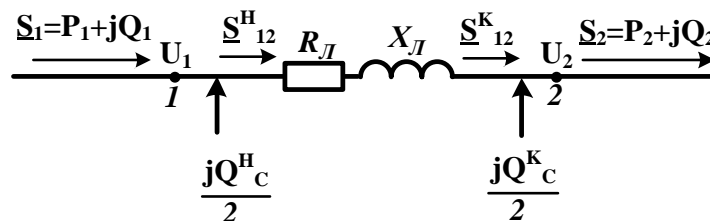


Рисунок 1.3 – Розрахункова режимна схема лінії

При розрахунку за даними кінця, заданими є параметри лінії, напруга і потужність в кінці лінії.

Завдання полягає у визначенні напруги і потужності на початку лінії U_1 і S_1 (рис. 1.3). Розрахунок ведеться в такій послідовності:

Спочатку на підставі 1-го закону Кірхгофа розраховується потужність в кінці поздовжньої частини схеми заміщення лінії SK12 (1.17):

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2 - j \frac{Q_C^K}{2} = P_{12}^K + jQ_{12}^K = P_2 + j(Q_2 - \frac{Q_C^K}{2}) \quad (1.17)$$

Далі визначаються втрати потужності в опорах лінії (1.18):

$$\underline{S}_{Л} = 3 \cdot I_{12}^2 \cdot \underline{Z}_{Л} = \Delta P_{Л} + jQ_{Л} = \frac{(S_{12}^K)^2}{U_2^2} \cdot (R_{Л} + jX_{Л}) \quad (1.18)$$

Потім знаходиться потужність SH12 (1.19):

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{Л} = P_{12}^H + jQ_{12}^H = P_{12}^K + \Delta P_{Л} + j(Q_{12}^K + \Delta Q_{Л}) \quad (1.19)$$

І, нарешті, потужність S1 (1.20):

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{12}^H - j \frac{Q_C^H}{2} = P_1 + jQ_1 = P_{12}^H + j(Q_{12}^H - \frac{Q_C^H}{2}) \quad (1.20)$$

Результати розрахунків приведені в табл. 1.13, 1.14.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	S початкова, МВА	ΔS, МВА	S кінцева, МВА	I розр, А	I доп, А
Л1	105,0+ j12,9	1,31+ j4,37	104,0+ j9,34	555	2*605
Л2	42,6+ j7,53	0,24+j0,411	42,4+ j7,53	227	2*390
Л3	11,2+ j2,31	0,0643+ j0,216	11,2+ j2,91	60,2	605
Л4	97,8+ j18,3	2,05+ j6,87	95,7+ j13,0	522	2*605
Л5	34,6+ j10,2	0,461+ j0,654	34,1+ j10,4	189	2*605
Л6	0,828+ j0,573	0,0657+ j0,0429	0,762+ j0,53	58,1	280
Л7	0,0412+ j0,0095	0,0001+ j0,00007	0,0411+ j0,00943	2,44	210
Л8	0,98+j0,607	0,0844+ j0,0551	0,896+ j0,552	66,6	280

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	S початкова, МВА	ΔS , МВА	S кінцева, МВА
1-1'	34,1+j11,3	0,0657+j1,63	34,0+j9,19
2-2'	61,1+j2,62	0,122+j3,08	60,9-j1,28
3-3'	31,1+j5,62	0,0516+j1,28	31,0+j3,82
4-4'	72,3+j8,01	0,171+j4,32	72,0+j2,87
5-5'	0,855+j0,543	0,118+j0,226	0,736+j0,314
6-6'	0,721+j0,521	0,0939+j0,179	0,627+j0,338

$$S_A = 202,8 + j31,2 \text{ МВА}$$

Напруга на початку лінії визначається по потужності S_{K12} , і напрузі U_2 (рис. 1.3) (1.21):

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_{12}^K \cdot R_{л} + Q_{12}^K \cdot X_{л}}{U_2} + j \frac{P_{12}^K \cdot X_{л} - Q_{12}^K \cdot R_{л}}{U_2}. \quad (1.21)$$

На підставі виразу (3.5) можна зробити висновок, що напруги початку і кінця лінії відрізняються параметром, званим падінням напруги. Вона має дві складові:

- поздовжню $\Delta U_{12}^K = \frac{P_{12}^K \cdot R_{л} + Q_{12}^K \cdot X_{л}}{U_2}$;
- поперечну $\delta U_{12}^K = \frac{P_{12}^K \cdot X_{л} - Q_{12}^K \cdot R_{л}}{U_2}$

Модуль напруги на початку лінії можна знайти за виразом (1.22):

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12}^K)^2 + (\delta U_{12}^K)^2} \quad (1.22)$$

При розрахунку за даними початку, заданими є напруга на початку лінії \dot{U}_1 і потужність в кінці S_2 (рис. 1.3). При вирішенні такого завдання зазвичай застосовують наближений розрахунок в два етапи.

На першому етапі ведеться розрахунок потужності. Він здійснюється в тій же послідовності, що і за даними кінця, тобто за формулами (1.17)-(1.22).

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
						25
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На другому етапі за потужністю S_{H12} і заданій напрузі \dot{U}_1 визначається напруга \dot{U}_2 і її модуль U_2 (1.23):

$$\dot{U}_2 = U_1 + \frac{P_{12}^H \cdot R_{л} + Q_{12}^H \cdot X_{л}}{U_1} + j \frac{P_{12}^H \cdot X_{л} - Q_{12}^H \cdot R_{л}}{U_1} \quad (1.23)$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 + \Delta U_{12}^H)^2 + (\delta U_{12}^H)^2}.$$

Розрахунок режимів повітряних ліній напругою 35 кВ і нижче і кабельних ліній напругою менше 20 кВ оснований на деяких припущеннях:

- нехтують поперечною складовою падіння напруги δU тобто розрахунок напруги ведеться по поздовжній складовій падіння напруги ΔU ;
- розрахунок втрати напруги ведеться по номінальній напрузі U_H (1.24):

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{л} + Q_{12} \cdot X_{л}}{U_{НОМ}}, \quad (1.24)$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2, \quad U_1 = U_2 + \Delta U_{12}, \quad U_2 = U_1 - \Delta U_{12}.$$

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

вузол	$U_{НОМ}$, кВ	U , кВ	ступінь РПН
A	121	121	
1	110	116	
2	110	119	
3	110	119	
4	110	118	
5	10	9,3	
6	10	9,38	
1'	10	10,2	-4
2'	10	10,2	-6
3'	10	10,1	-7
4'	10	10,1	-6
5'	0,38	0,37	
6'	0,38	0,375	

В додатку А показано схему заміщення мережі.

1.4 Техніко-економічне порівняння двох схем електричної мережі

Завданням техніко-економічного порівняння є вибір найкращого з двох що розглядаються. Критерієм цього є мінімум приведених витрат, що визначаються за формулою [3] :

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

В табл. 1.16 показано результати розрахунку втрат електроенергії в мережі.

Таблиця 1.16 – Результати розрахунку втрат електроенергії

Ділянка підстанція	Тнб, (год,)	τ , (год,)	ΔW , МВт·год
Л1	5500	3979	5205,6
Л2	5941	4517	1084,8
Л3	5308	3755	241,5
Л4	5308	3755	7701,6
Л5	4450	2836	1308,1
Л6	4390	2776	182,4
Л7	4390	2776	0,502
Л8	4237	2627	221,7
Т1	4450	2836	501,6
Т2	5220	3655	962,5
Т3	6170	4809	563,7
Т4	5720	4243	1241,5
Т5	4230	2621	312,5
Т6	4390	2776	262,6
Сумарні втрати			19790

Загальна енергія, яка передається:

$$W = 1223025(\text{МВт} \cdot \text{год.})$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,62\%$$

1.5 Аварійний режим роботи електричної схеми

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

У аварійному режимі у відповідності з правилами [2] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 1.17 або 1.18. Результати розрахунку потужності під час аварійного режиму показано у табл. 1.19.

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

Ділянка	S початкова, МВА	ΔS , МВА	S кінцева, МВА	I розр, А	I доп, А
Л1	0	0	0	0	2*605
Л2	61,6+j2,64	0,485+j0,831	61,1+j2,22	324	2*390
Л3	96,9+j20,8	4,18+j14,0	92,7+j7,65	520	605
Л4	213,0+j67,5	9,42+j31,6	204,0+j37,5	1173	2*605
Л5	34,4+j10,1	0,298+j0,633	34,1+j10,4	188	2*605
Л6	0,828+j0,573	0,0657+j0,0429	0,762+j0,53	58,1	280
Л7	0,0412+j0,0095	0,000181+j0,0000 784	0,0411+j0,00 943	2,44	210
Л8	0,98+j0,607	0,0844+j0,0551	0,896+j0,552	66,6	280

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

Ділянка	S початкова, МВА	ΔS , МВА	S кінцева, МВА
1-1'	34,1+j11,3	0,0657+j1,63	34,0+j9,19
2-2'	61,1+j2,62	0,122+j3,08	60,9-j1,28
3-3'	31,1+j5,62	0,0516+j1,28	31,0+j3,82
4-4'	72,3+j8,01	0,171+j4,32	72,0+j2,87
5-5'	0,855+j0,543	0,118+j0,226	0,736+j0,314
6-6'	0,721+j0,521	0,0939+j0,179	0,627+j0,338

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

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

вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	ступінь РПН
A	121	121	
1	110	111	
2	110	105	
3	110	106	
4	110	113	
5	10	9,48	
6	10	9,56	
1'	10	9,75	-4
2'	10	10,4	9
3'	10	10,4	8
4'	10	9,67	-6
5'	0,38	0,379	
6'	0,38	0,382	

1.6 Режим мінімального навантаження

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 1.3 потужність споживачів дорівнює (1.25):

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min} \quad (1.25)$$

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 та 1.21.

Таблиця 1.20 – Результати розрахунків потужності під час мінімального режиму

Ділянка	S початкова, МВА	ΔS , МВА	S кінцева, МВА	I розр, А	I доп, А
Л1	57,4-j24	0,466+j1,56	57-j24,8	327	2*605
Л2	22,8-j3,37	0,068+j0,117	22,7-j3,08	121	2*390
Л3	5,24+j1,37	0,038+j0,055	5,21+j2,08	28,4	605
Л4	55,2-j11,9	0,69+j2,31	54,6-j12,7	297	2*605
Л5	19,3+j1,76	0,135+j0,191	19,1+j2,47	102	2*605
Л6	0,419+j0,262	0,017+j0,011	0,402+j0,251	28,6	280
Л7	0,021+j0,002	0+j0	0,021+j0,002	1,24	210
Л8	0,493+j0,266	0,022+j0,014	0,471+j0,251	32,3	280

Таблиця 1.21 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	S початкова, МВА	ΔS , МВА	S кінцева, МВА
1-1'	19,1+j3,38	0,0195+j0,483	19,0+j2,37
2-2'	34,2-j20,6	0,0552+j1,4	34,0-j22,8
3-3'	17,4-j4,04	0,0173+j0,428	17,4-j4,99
4-4'	40,5-j10,2	0,0586+j1,48	40,3-j12,5
5-5'	0,45+j0,25	0,0371+j0,0707	0,412+j0,176
6-6'	0,381+j0,249	0,0295+j0,0561	0,351+j0,19

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 _{ном} , кВ	U, кВ	ступінь РПН
A	121	121	
1	110	120	
2	110	121	
3	110	121	
4	110	120	
5	10	9.95	
6	10	9.99	
1'	10	10.5	-4
2'	10	10.4	-6
3'	10	10.3	-7
4'	10	10.3	-6
5'	0,38	0,398	
6'	0,38	0,399	

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Перевірка потужності силового трансформатора підстанції

Відповідно до першої частини даної роботи, обираємо електричну схему живлення, котра має найменше втрат електроенергії в процесі експлуатування.

В додатку 1 приведено принципову електричну схему.

В табл. 2.1 приведено дані підстанції, який будемо перевіряти.

Таблиця 2.1 – Трансформатор для перевірки

№ ПС	$S_{\text{спож}}$, МВА	Кат. спож.	№ 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	63	0,635	ТРДЦН – 63000/110

В табл. 2.2 приведено технічні параметри та тип використаного проводу в електричній схемі, котра показана на рис. 2.1.

Таблиця 2.2 - Параметри ліній за схемою

Ділянка	Довж, км	Марка про- воду	Параметри проводу		$Q_{\text{л}}$, МВАр	$Z_{\text{л}}$, Ом
			Z_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км		
Л1	24,1	2*АС-240	0,121+j0,405	2,81	1,64	1,46+j4,88
Л2	12,6	2*АС-120	0,249+j0,427	2,66	0,811	1,57+j2,69
Л3	48,3	АС-240	0,121+j0,405	2,81	1,64	5,84+j19,6
Л4	44,0	2*АС-240	0,121+j0,405	2,81	2,99	2,66+j8,91
Л5	28,6	2*АС-95	0,306+j0,434	2,61	1,81	4,38+j6,21
Л1	24,1	2*АС-240	0,121+j0,405	2,81	1,64	1,46+j4,88
Л2	12,6	2*АС-120	0,249+j0,42	2,66	0,811	1,57+j2,69
Л3	48,3	АС-240	0,121+j0,405	2,81	1,64	5,84+j19,6

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.		Шаповал			Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Василега				32	84
Реценз.					СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.		Никифоров					
Затверд.		Лебединський					

Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання

В табл. 2.3 приведено початкові дані, на основі яких було спроектовано електричну мережу, показану на рис. 2.1.

Таблиця 2.3 – Початкові дані споживача

Параметр	1-й спож.
X, мм	-13
Y, мм	42
P_{\max} , МВт*	72
cos φ	0,9
$T_{\text{нб}}$, годин	5720
Категорія	I

Виходячи з умови даного курсового проекту 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 $S_{\text{кз.с}}$ та температури з методичних вказівок та занести дані величини до табл. 2.4.
- 4) Порахувати значення X_{L1} та X_{L2} відповідно до схеми на рис. 2.1 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 3 підстанцію. Потужність навантаження складатиме $P = 72 \text{ МВт}$, а попередньо обраний трансформатор ТРДЦН – 63000/110.

$$X_{L1*} = X_{L4} = 2,66 + j8,87 = 9,3 \text{ Ом}$$

$$X_{L2*} = X_{L1} + X_{L2} + X_{L3} = 1,46 + j4,88 + 1,57 + j2,69 + 5,84 + j19,6 = 8,87 + j27,17 = 28,58 \text{ Ом}$$

Таблиця 2.4 – Вихідні дані до проектування

$P_{НОМ.НАВ}$, МВт	$\cos \varphi$	XL1, Ом	XL2, Ом	Скз.С, МВА	t, °С
48	0,88	23,57	30,6	3200	-10

Таблиця 2.5 – Графік споживання електричної енергії

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
17	45	45	60	90	90	90	80	95	95	120	150	110

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

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

Знаходимо $S_{тр}$

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

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	25,7	25,7	34,3	51,4	51,4	51,4	45,7	54,3	54,3	68,6	85,7	62,9

Побудуємо графік навантаження рис. 2.1.

													Арк.
													34
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата									

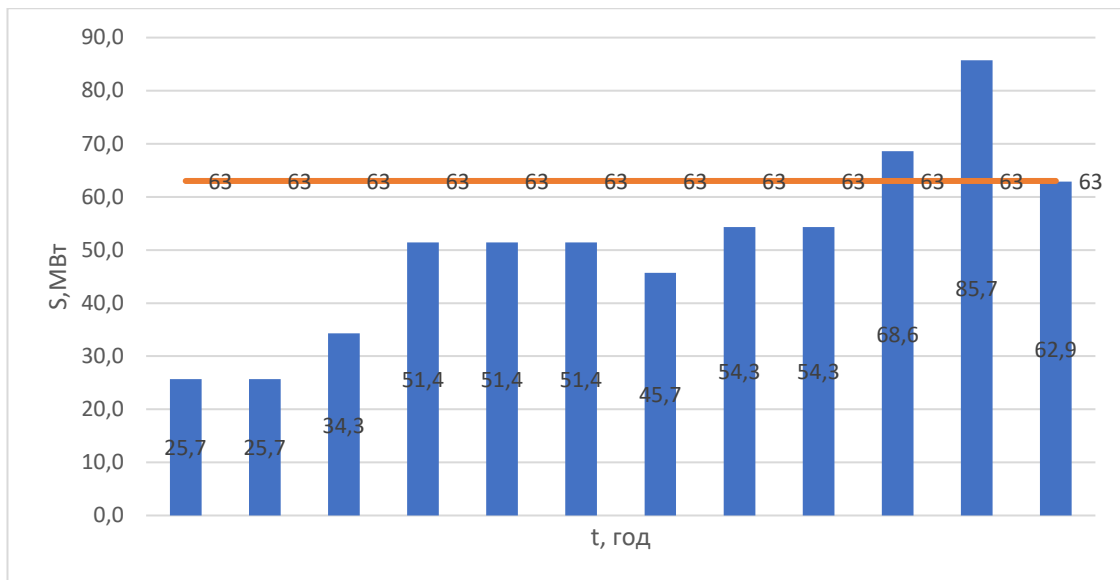


Рисунок 2.1 – Графік споживання електричної енергії

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.

$$K_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{25,7^2 \cdot 2 + 34,3^2 \cdot 2 + 45,7^2 \cdot 2 + 51,4^2 \cdot 6 + 54,3^2 \cdot 4 + 62,9^2 \cdot 1}{20}} = 0,751$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться 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.

$$K_2 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{68,6^2 \cdot 2 + 85,7^2 \cdot 2}{4}} = 1,232$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{85,7}{63} = 1,36$$

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

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

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,36 = 1,224$$

Порівнюємо два числа K_2' та $0,9 \cdot K_{MAX}$, та обираємо більше число. Остаточо беремо $K_2 = 1,232$.

За державним стандартом з урахуванням еквівалентної температури (-10 С) і часу перевантаження $t = 4$ годин, та заносимо дані до табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Дані державного стандарту

$k, год$	K_2 при значеннях $K_2 = 0,25 - 1,0$	
	0,7	0,8
4	1,56	1,54

$$K_{12ГОСТ} = 1,549$$

Як видно, $K_{12ГОСТ} = 1,47$ більше за реальне $K_2 = 1,232$, отже даний режим роботи допустимий для даного трансформатора.

Розглянемо аварійний режим роботи підстанції, коли один із трансформаторів вийде з ладу.

Для початку розрахуємо потужність навантаження, яке буде пропускати один трансформатор, дані показані в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Споживання електричної енергії в аварійному режимі роботи

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Навання, МВА	25,7	25,7	34,3	51,4	51,4	51,4	45,7	54,3	54,3	68,6	85,7	62,9

$$K_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{25,7^2 \cdot 2 + 34,3^2 \cdot 2 + 45,7^2 \cdot 2 + 51,4^2 \cdot 6 + 54,3^2 \cdot 4 + 62,9^2 \cdot 1}{20}} = 0,751$$

$$K_2 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{68,6^2 \cdot 2 + 85,7^2 \cdot 2}{4}} = 1,232$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{85,7}{63} = 1,36$$

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

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

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,36 = 1,224$$

Порівнюємо два числа K_2' та $0,9 \cdot K_{MAX}$ та обираємо найбільше значення. Остаточно беремо $K_2 = 1,232$.

$$K_{12ГОСТ} = 1,4$$

Як видно, даний трансформатор задовольняє умові навантаження споживачів.

2.2 Розрахунок струмів КЗ

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 2.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення

$$\text{складає } S_c = 5000 \text{ МВА. } X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = \frac{110^2}{3200} = 3,78 \text{ (Ом)}$$

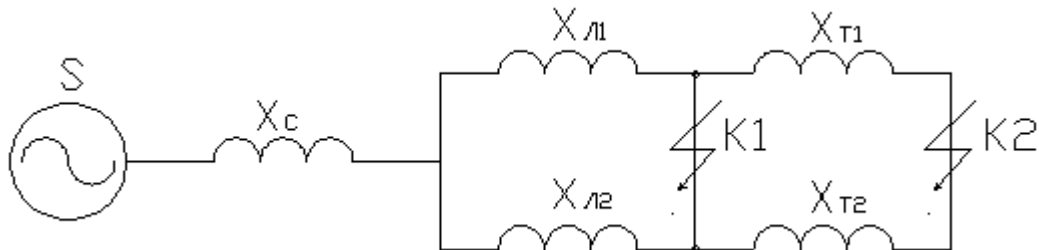


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

.

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{л} = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} = \frac{28,58 \cdot 9,3}{28,58 + 9,3} = 7,02 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора

$$S_T = 63 \text{ (МВА);}$$

Опір трансформатора

$$X_{т1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 20,1 \text{ (Ом);}$$

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (3,78 + 7,01)} = 5,88 \quad (\kappa A);$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (3,78 + 7,01 + 10,08)} = 3,04 \quad (\kappa A).$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 3,04 \cdot \frac{110}{10} = 33,44 \quad (\kappa A).$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, \quad I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 5,88 = 13,39 \quad (\kappa A);$$

$$\text{у точці } K_2, \quad I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 33,44 = 76,1 \quad (\kappa A).$$

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.

$$\text{для } K_1 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 5,88 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,754 \quad (\kappa A);$$

$$\text{для } K_2 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 33,44 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 6,4 \quad (\kappa A).$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 \quad B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 5,88^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 2,94 \quad (\kappa A^2 c)$$

$$\text{для } K_2 \quad B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 33,44^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 167,7 \quad (\kappa A^2 c)$$

Таблиця 2.9 – Значення струмів короткого замикання

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
						39
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля V_K , $кА^2с$
Шини 110 кВ (K_1)	5,88	13,39	5,88	0,754	2,94
Шини 10 кВ (K_2)	33,44	76,1	33,44	6,4	167,7

2.3 Вибір комутаційної апаратури

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

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

Струм у колі секційного вимикача

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

Струм у колі лінії, що відходить

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

2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.10. Каталожні параметри вимикача узяті з [3].

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Таблиця 2.10 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	463 А	2500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,88 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	13,39 кА	81 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,88 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,754 кА	7,245 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,94 кА ² с	7500 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-110-31,5/2500-УЗ.

2.3.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ

Таблиця 2.11 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	5092 А	6300 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,44 кА	45 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	76,1 кА	120 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	33,44 кА	45 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	6,4 кА	20,25 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	167,7 кА ² с	8100 кА ² с

Обираємо вимикач типу МГУ-20-90/6300УЗ.

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

2.3.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Таблиця 2.12 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	2546 А	4000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,44 кА	40 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	76,1 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	33,44 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	6,4 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	167,7 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-10-40/102-4000.

2.3.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ

Таблиця 2.13 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,44 кА	40 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	76,1 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	33,44 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	6,4 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	167,7 кА ² с	2976,75 кА ² с

Обираємо вимикач типу ВРС-10-40/102-630.

2.3.5 Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ

У табл. 2.14 наведений вибір роз'єднувачів на боці 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.14 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	463 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	13,39 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,94 кА ² с	4800 кА ² с

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

2.4 Вибір трансформатора власних потреб

Власні потреби(ВП) – сукупність допоміжних пристроїв, які забезпечують роботу електроустановки. Склад ВП - механізми, приводні двигуни, РУ ВП., елементи, що живлять РУ ВП, обладнання для опалення, освітлення. Для приводу більшості робочих механізмів використовують трифазні АД електро-двигуни із КЗ ротором. Для дуже потужних механізмів можуть використовуватися СД. Для механізмів, що вимагають регулювання частоти обертання, застосовують електродвигуни постійного струму. Нормальна робота електростанції можлива тільки при надійній роботі всіх механізмів ВП, що можливо лише при надійному електропостачанні.

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Споживачами ВП є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Всього	cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Рількість				P, кВт	Q, кВАр
Охолодження ТРДЦН-63000/110	4	2	8	0,9	0,484	8	3,872
Підігрів вимикачів напругою 110 кВ	1,8	3	5,4	1	0	5,4	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	0,6	15	9	1	0	9	0
Освітлення ВРП 110 кВ	5	1	5			5	
Освітлення ЗРП	7	1	7			7	
Опалення, вентиляція закритого РП	7	1	7	1	0	7	0
Всього						41,4	3,87

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{41,4^2 + 3,87^2} = 33,26 \text{ кВА}$$

Обираємо два трансформатори власних потреб ТМ-25/10 , потужністю по 25 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $33,26 / 25 = 1,33$, що допустимо.

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

2.5 Вибір електровимірювальних приладів

2.5.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)

2.5.1.1 Вибір ТС на стороні 110 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку високої напруги встановлено амперметр ватметр та варметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	110	110
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	463	800
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	13,39	25
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2 \text{с}$	2,94	288

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 110-У1.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

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

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

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

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

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

Z_K – опір приладів, Ом.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил. Перетин жил при довжині кабелю $l = 85 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

F – перетин жил, мм^2 ,

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

Загальний опір струмового кола

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

що менше ніж $1,04 \text{ Ом}$, 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. 2.18.

					<i>БР 3.6.14.1.397 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5		
Ватметр	Д350	1,5	0,5		0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5		2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5		2,5
Сумарне навантаження			6,5	0	6

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	10	15
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	5092	6000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	76,1	81
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2\text{с}$	167,7	288

Обираємо трансформатор струму ТШВ 15.

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:

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

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

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

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

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.

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. 2.20.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – 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
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{ А}$	2546	3000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{ кА}$	76,1	81
$B_{\text{К}} \leq I_{\text{T}}^2 t_{\text{r}}, \text{ кА}^2 \text{с}$	167,7	288

Обираємо трансформатор струму ТШЛ 10-УЗ.

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 складатиме

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

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 $1,08 \text{ Ом}$, 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. 2.22.

Таблиця 2.22 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження			5,5	-	5,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.23.

Таблиця 2.23 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	509	600
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	76,1	100
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	167,7	288

Обираємо трансформатор струму ТЛМ 10-УЗ.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

Перетин жил при довжині кабелю $l = 40$ м

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

Загальний опір струмового кола

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

що менше ніж 0,88 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

2.5.2 Вибір трансформаторів напруги (ТН)

ТН (рис.2.3) відносяться до класу спеціальних трансформаторів і призначені для:

- розширення межі вимірювання приладів (вольтметрів, ватметрів);
- живлення обмоток напруги лічильників електричної енергії;
- живлення схем автоматичного контролю та захисту систем електропостачання від недопустимих знижень чи підвищень напруги.

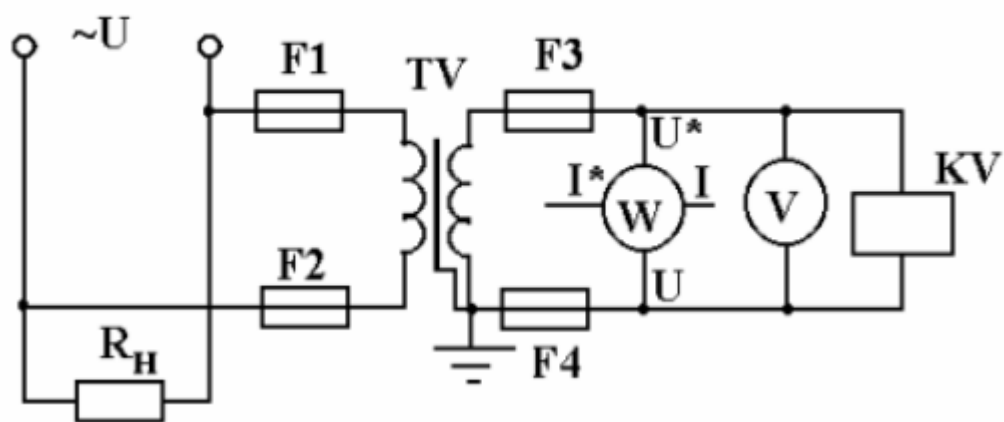


Рисунок 2.3 – Електрична схема включення однофазного ТН

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

Первинна обмотка:

- вмикається паралельно в коло, струм в якому вимірюється;
- кінці обмотки позначаються: однофазної: А,Х; трифазної: А, Х; В, У, С, Z;
- кількість витків – велика;
- поперечний перетин – малий;
- опір великий.

Вторинна обмотка:

- до неї підключаються паралельно: вимірювальні прилади, котушки реле;

									Арк.
									51
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

- режим роботи – близький до холостого ходу;
- кількість витків – значно менша, чим первинної;
- кінці обмоток позначаються: однофазних ТН: а,х; трифазних ТН: а, х; б, з; с, з;
- номінальна напруга : 100В (значно рідше – 100/ 3 В);
- обов'язкове заземлення магнітопровода та одного з зажимів обмотки ТН.

Магнітопровід:

- виготовляється із окремих пластин (шихтований);
- форма: найчастіше - прямокутна.

Основні номінальні параметри:

Номінальна напруга обмоток - напруги первинної ($U_{1н}$) та вторинної ($U_{2н}$) обмоток, які вказані в паспорті ТН;

- Номінальна напруга трансформатора - відповідає номінальній напрузі вторинної обмотки;

- Клас точності (похибка по напрузі): 0,2; 0,5; 1; 3; (10)

Класифікація ТН

В залежності від кількості фаз:

- однофазні: позначаються буквою «О»;
- трифазні: позначаються буквою «Т»;
- тристержневі;
- п'ятистержневі.

В залежності від виду охолодження:

- з повітряним охолодженням (сухі): позначаються буквою «С»;
- з масляним охолодженням (масляні) - позначаються буквою «М»;

В позначенні ТН для контролю ізоляції ставиться літера «И».

2.5.2.1 Трансформатор напруги на боці ВН

Для вибору трансформатора напруги необхідно визначити потужність його вторинної обмотки. Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку ВН і занесемо їх до табл. 2.24.

					<i>БР 3.6.141.397 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Таблиця 2.24 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Ваттметр	ПЛ - 110 кВ	ДЗ 50	1,5	2	1	0	2	6	0
Варметр		ДЗ 45	2	2	1	0	2	8	0
Фіксатор імпульсної дії		ФІ П	3	1	1	0	2	6	0
Всього								20	0

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

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

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-110-58 з параметри наведеними в табл. 2.26. Обраний трансформатор має достатню потужність $S_{ВН} > S_{нав}$, щоб працювати в своєму класі точності (0,5) для підключення вимірювальних приладів.

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. 2.25.

Таблиця 2.25 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Вольтметр	Збірні шини	Э - 335	2	1	1	0	2	4	0
Вольтметр (регистр.)		Н - 394	10	1	1	0	2	20	0
Лічильник активної енергії	Лінії 10 кВ	I-674	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Лічильник реактивної енергії		I673	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Всього								168	350

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

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

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НТМІ-10-66 з параметри наведеними в табл. 11.

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 2.26 – Технічні дані трансформаторів 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-110-58	110/√3	100/√3	100:3	-	400	600	1200	2000
НТМІ-10-66	10	100	100:3		120	200	600	960

2.6 Вибір збірних шин

Струмопроводи та кабелі на боці низької (середньої) напруги підстанції В РУ 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталевалюмінієвими проводами марки АС

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{min} = \frac{I_{трив}}{j_e},$$

де j_e - економічна щільність струму

$[j_e] = \frac{A}{A/mm^2}$; $j_e = 1,0$ – для неізолюваних мідних проводів (при $T_{нб} = 5220$ год -

час використання найбільшого навантаження)

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

$$q_{min} = \frac{463}{1} = 463 \text{ мм}^2$$

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

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 463 \text{ А}$$

$$I_{доп} = 610 \text{ А}$$

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

$$q_{min} \leq q_{розр}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{2,94}}{91 \cdot 10^{-3}} = 18,8 \text{ мм}^2$$

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

Умова виконується $18,8 \text{ мм}^2 \leq 240 \text{ мм}^2$.

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 $I_{кз} = 5,88 \text{ кА}$ – отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруги 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 240 мм^2 , тому провід АС–95/16 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 (1785 мм^2), для цих шин $I_{доп} = 5650 \text{ А}$.

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

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

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

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

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

$$5092 \leq 5932$$

Нерівність виконується.

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

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{167,7}}{91 \cdot 10^{-3}} = 142,3 \text{ мм}^2$$

$$2 \times 1785 \leq 142,3$$

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 $l = 1 \text{ м}$;

$J_{y_0-y_0}$ – момент інерції шини коробчастого перерізу щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см^4 ;

q - поперечний переріз шини, см^2 .

$$f_0 = \frac{173,2}{1^2} \sqrt{\frac{68}{2 \cdot 17,85}} = 239 \text{ Гц}$$

Оскільки $f_0 > 200 \text{ Гц}$, то резонанс виключений.

										Арк.
										56
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.397 ПЗ					

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 КЗ, кА;

a – відстань між фазами, м;

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

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{76,1^2 \cdot 4^2}{14,7 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 10,94 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

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

де h – висота шин, м.

$$f_\Pi = 0,05 \frac{76,1^2}{0,15} = 1930 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили f_Π , МПа:

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

де $W_\Pi = W_{y-y}$

$$\sigma_\Pi = \frac{1930 \cdot 1^2}{12 \cdot 14,7} = 10,94 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

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

$$19,47 \text{ МПа} \leq 75 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7 Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції

2.7.1 Компонування розподільних пристроїв

Схеми для напруги 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднань: повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами.

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному - не більше двох блоків.

Для РП-35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 -секціонують обидві системи шин.

2.7.2 Вибір розподільних пристроїв, конструктивні рішення

Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина РУ 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях.

РУ 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій та ін. можуть застосовуватися:

а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів) неможливе застосування КРУН;

б) при кількості шаф більше ніж 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРУ 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження вкатного візка у ЗРУ варто передбачати спеціальне місце.

					<i>БР 3.6.141.397 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

3.1 Завдання

Виконати розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатозфазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю. Студенти денного відділення виконують розрахунок захисту за допомогою реле ДЗТ-21 або будь-якого мікропроцесорного комплекту захисту. Студенти заочного відділення виконують розрахунок захисту за допомогою реле ДЗТ-11. Опір системи $X_{c, \max} = 10 \text{ Ом}$; $X_{c, \min} = 22 \text{ Ом}$.

Таблиця 3.1 – Технічні параметри трансформатора

Тип	S _{ном} , МВ·А	U _{ном} , кВ		U _к , %
		ВН	НН	
ТРДЦН-63000/110	63	115	11	10,5

3.2 Розв'язання

3.2.1 Вихідні дані до розрахунку захистів

Складемо схему релейного захисту та схему заміщення рис. 3.1.

					<i>БР 3.6.141.397 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Шаповал</i>			<i>Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Василега</i>					59	84
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

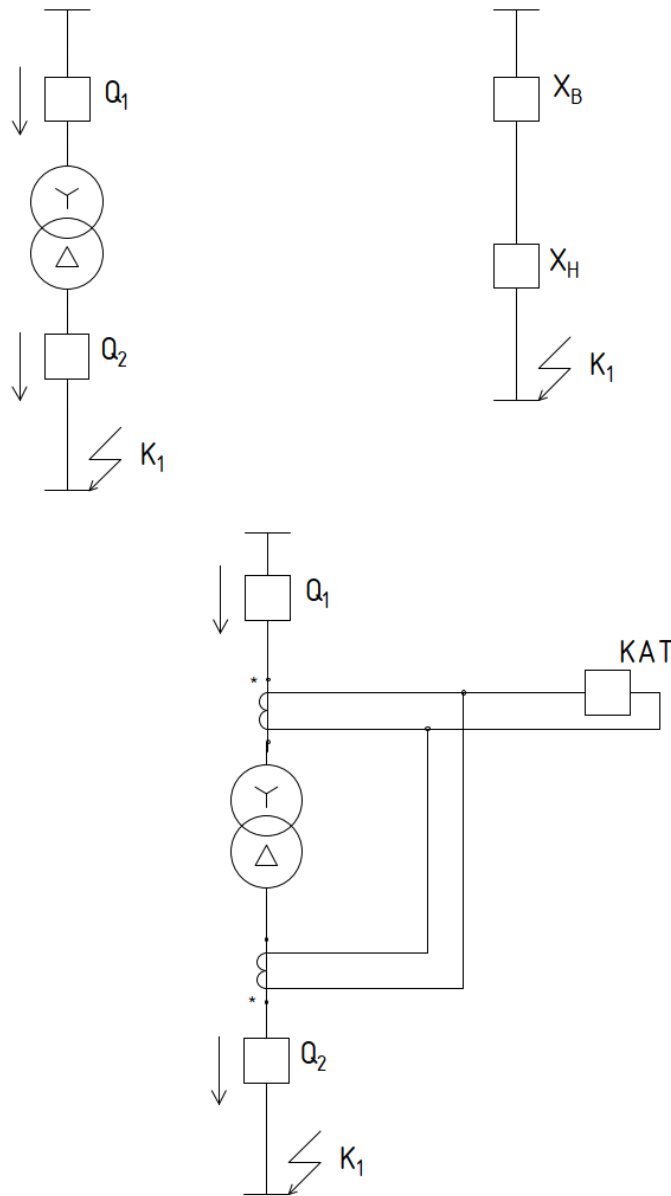


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Для складання схеми заміщення (рис. 3.1) обчислюються опори трансформатора:

$$X_T^{BH} \approx Z_T^{BH} = \frac{U_{KB\%} \cdot U_{B\text{ ср.ном}}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 121^2}{100 \cdot 63} = 22 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН слід

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ наближено можна прийняти:

$$x_{т.макс} = x_{т.ном} (1 + \Delta U)^2 \quad x_{т.мін} = x_{т.ном} (1 - \Delta U)^2$$

$$x_{В.макс} = 22 \cdot (1 + 0,12)^2 = 27,6$$

$$x_{В.мін} = 22 \cdot (1 - 0,12)^2 = 17$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К1, рис. 3.1)

$$I_{К1.макс}^3 = \frac{U_{СР.НОМ}}{\sqrt{3}(x_{С.макс} + x_{В.мін})} = \frac{115}{\sqrt{3}(10 + 17,1)} = 2,45 \text{ кА}$$

$$I_{К1.мін}^2 = \frac{U_{СР.НОМ}}{2(x_{С.мін} + x_{В.макс})} = \frac{115}{2(22 + 27,6)} = 1,16 \text{ кА}$$

3.2.2 Розрахунок подовжнього диференціального захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

1. Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.НОМ}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316 \text{ А}$$

$$I_{С.З.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 316 = 411 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу:

$$I_{С.З.} = k_z (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{К1.макс} = 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 2,459 = 863 \text{ А}$$

Приймаємо $I_{С.З.} = 863 \text{ А}$

2. Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К2, рис. 3.1):

$$K_{ч} = \frac{I_{К2.мін}^{(2)}}{I_{С.З.}} = \frac{1159}{863} = 1,343 < 2 - \text{незадовільняє}$$

									Арк.
									61
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.397 ПЗ				

3. Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковою є відбудова від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) відбудова від кидка струму що намагнічується

$$I_{C.3.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 316 = 474 \text{ A}$$

б) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на СН:

$$I_{C.3.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{K1.макс} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 2,459 \cdot 1000 = 996 \text{ A}$$

в) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на НН

$$I_{C.3.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{K2.макс} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 2,459 \cdot 1000 = 811 \text{ A}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою гальмівної обмотки з боку СН. Тоді відбудова по підп.3 б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов 3 а) і 3 в): $I_{с.з} = 811 \text{ A}$.

4. Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

$$k_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{1159}{811} = 1,429$$

Це значення $k_{ч}$ дещо менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{K2.мін}^2 = \frac{U_{CP.НОМ}}{2(x_{C.мін} + x_{B.макс} + x_{H.макс})} = \frac{115}{2(22 + 22)} = 1307 \text{ A}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{1307}{811} = 1,612$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

3.2.3 Вибір уставок реле ДЗТ

1. Визначаються первинний і вторинний струми сторін трансформатора Дані розрахунку наведені в табл. 3.1.

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

З табл. 3.2 випливає, що в якості основної слід взяти сторону ВН (121 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

Таблиця 3.2 – Розрахунок струмів трансформатора

Значення параметрів	I-ВН-115 кВ	III-НН-11 кВ
$I_{ном}, A$	$\frac{63}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316$	$\frac{63}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3307$
K_{In}	600/5	4000/5
Схема з'єднання ТТ	Трикутник	Зірка
$k_{сх}$	1,73	1
$I_{В.ном}, A$	$\frac{316 \cdot 1,73}{600 / 5} = 4,56$	$\frac{3307 \cdot 1}{4000 / 5} = 4,13$

2. Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номп}}}{K_{In}} = \frac{121 \cdot 1 \cdot \frac{115}{115}}{600 / 5} = 6,76 A$$

3. Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається

$$w_{осн.розр} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{6,76} = 14,79 \text{ витків}$$

Приймається $w_{осн.роб} = 13$, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле $I_{ср.осн} = \frac{100}{13} = 7,69 A$.

4. Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються за виразом:

$$\text{для сторони 11 кВ } w_{розр.I} = w_{осн} \cdot \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{в.ном.I}} = 13 \cdot \frac{4,56}{4,13} = 14,35. \text{ Приймається}$$

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

$w_I = 14$ витків.

5. Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$w_I = \frac{w_{I_{\text{розрах}}} - w_I}{w_{I_{\text{розрах}}}} = \frac{|14,35 - 14|}{14,35} = 0,024$$

$$I_{C.3.} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) \cdot I_{K2.\text{макс}} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,005) \cdot 2459 = 900 \text{ A}$$

6. Визначається уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле.

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{ном}}}}{k_{I(I)}} = \frac{900 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^3}}{600/5} = 7,5 \text{ A}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (7,5 А) менше фактичного (7,69 А), то вибір робочих витків закінчений.

7. Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$I_{\text{нб.расч}} = k_3 (k_{\text{пер}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_I) I_{\text{кс.макс}}^{(3)} = \\ = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,129 + 0,05 + 0,005) \cdot 2459 = 1084,4 \text{ A}$$

8. Число витків гальмівної обмотки знаходиться за виразом

$$w_{\text{гальм}} = \frac{k_3 \cdot I_{\text{нб.расч}} \cdot w_{\text{роб}}}{I_{\text{кс.макс}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 1084 \cdot 6}{2459 \cdot 0,75} = 11,47 = 11$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 14 \quad w_{\text{осн}} = 13 \quad w_{\text{гальм}} = 11$$

9. Чутливість захисту визначається наближено по первинним струмам при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{1159}{100} = 11,59 \quad k_{\text{ч}} = \frac{1307}{100} = 13,07$$

									Арк.
									64
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР 3.6.14.1.397 ПЗ

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номIII}}}{k_{I(III)}} = \frac{7,69 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{11 \cdot 10^3}}{4000 / 5} = 100 \text{ A}$$

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги досить високий і при мінімальному регулюванні досить високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки. На рис. 3.2 зображено схему уставок реле ДЗТ-11.

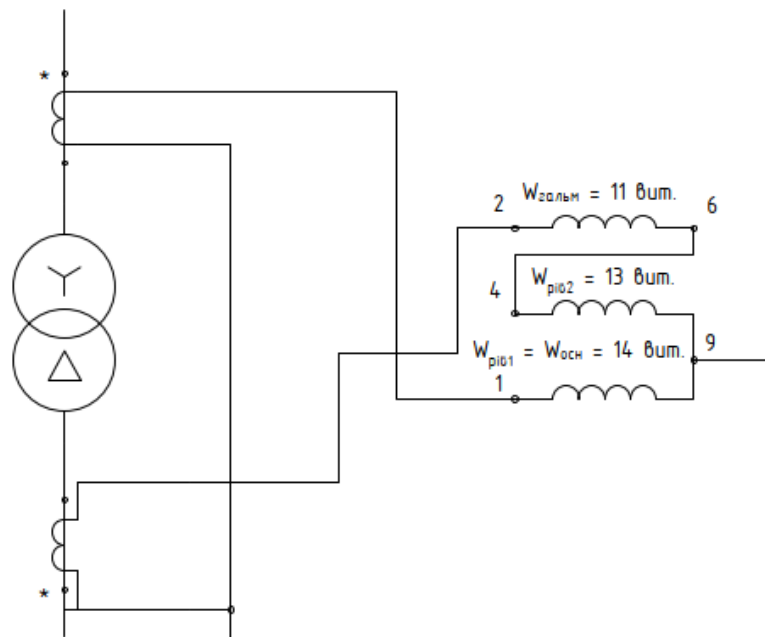


Рисунок 3.2 – Схема уставок реле ДЗТ-11

3.2.4 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі

Для двообмоткового трансформатора з одностороннім живленням в якості резервного захисту рекомендується установка на стороні живлення МТЗ з пуском або без пуску по напрузі.

1. Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по на-

прузі: $I_{сз} = \frac{k_з}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 316 = 1185 \text{ A}$

2. Чутливість захисту перевіримо при КЗ на шинах СН і НН в мінімальних розрахункових режимах $k_{\text{ч}} = \frac{1159}{1185} = 0,978$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторін СН і НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту дорівнює

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_3}{k_{\text{нов}}} I_{\text{ном}} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 316 = 474 \text{ A}$$

3. Напруга спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за виразом:

$$U_{\text{сз}} \leq \frac{U_{\text{с.мін}}}{k_g} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,08 \text{ кВ}.$$

4. Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається по:

$$U_{2\text{с.з.}} = 0,06 U_{\text{ном}} = 0,06 \cdot 115 = 6,9 \text{ кВ}$$

5. Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле, тобто.

$$U_{\text{к.зах}}^{(3)} = 0, \text{ а } U_{\text{к.зах}} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{115}{2 \times \sqrt{3}} = 33,2 \text{ кВ}.$$

Тоді

$$k_{\text{ч}U} = \frac{U_{\text{с.з.}}}{U_{\text{к.макс}}} = \frac{67,08}{0} > 1,5 \quad k_{\text{ч}U} = \frac{U_{2\text{к.зах}}}{U_{2\text{с.з.}}} = \frac{33,2}{6,9} = 4,81 > 1,5$$

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора $k_{\text{ч}U} > 1,5$, то диференціальні захисти шин на цих сторонах можна не встановлювати.

6. Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається з умови налагодження від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, за виразом:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_3}{k_{\text{нов}}} I_{\text{т.ном}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 316 = 414,8 \text{ A}$$

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

1.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів. Блискавкозахист ПС виконуємо за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів. Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів. Вихідні дані ПС наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані розташування блискавковідводів

А, м	В, м	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	L ₅ , м	h _x , м
46	36	32	26	32	4	10	8

1.1.1 Визначення зони захисту блискавковідвід

Визначаємо параметри L₆ і L₇

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{36 - 26}{2} = 5 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{36 - 32}{2} = 2 \text{ м}$$

Визначаємо параметри p₁ та p₂

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{5^2 + 4^2} = 6,4 \text{ м}$$

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

Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що r_{x1} = p₁

r_{x3} = p₂ при висоті h_x

$$r_{x1} = p_1 = 6,4 \text{ м}, r_{x2} = p_2 = 10,2 \text{ м}$$

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата			
Розроб.	Шаповал				Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.	Василега					67	84
Реценз.					СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.	Никифоров						
Затверд.	Лебединський						

Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання

$$h_1 = h_2 = \frac{0,7 \cdot p_1 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 10,2 + 8 \cdot 0,6}{0,42} = 22,1$$

$$h_3 = h_4 = \frac{0,7 \cdot p_2 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 10,2 + 8 \cdot 0,6}{0,42} = 28,43$$

1.1.2 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 26 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 15,47 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 13,26 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 6,4 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25h_1 = 49,7 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25h_1 = 93,9 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 15,47 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{13,26(15,47 - 8)}{15,47} = 6,4 \text{ м}$$

1.1.3 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4

$$L_{34} = L_3 = 32 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 19,9 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 17,06 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 10,2 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25h_3 = 63,9 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = 4,25h_3 = 120,8 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 19,9 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 10,2 \text{ м}$$

1.1.4 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3

$$L_3 = 32 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 22,1 \text{ м}$

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 63,9 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 120,8 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 28,4 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 28,4 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25h_3 = 63,9 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 4,25h_3 = 120,8 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 28,43 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{15,4 + 19,9}{2} = 17,69 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{13,26 + 17,06}{2} = 15,16 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{15,16(17,69 - 8)}{17,69} = 8,3 \text{ м}$$

1.1.5 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 43,19 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 22,1 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 49,7 \text{ м}; \quad L_{\max 14} = 4,25h_1 = 93,9 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 28,43 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті $h_3 = 28,4 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25h_4 = 63,9 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25h_4 = 120,8 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 19,9 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{15,47 + 19,9}{2} = 17,69 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{13,26 + 17,06}{2} = 15,16 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{15,16(17,69 - 8)}{17,69} = 8,3 \text{ м}$$

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

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 5 м.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{розр} = K \rho_{вим} = 1,4 \cdot 88 = 123 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

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

Опір заземлення системи трос-опора:

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}}$$

Опір троса:

$$R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 180}{1} = 0,432 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

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

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{0,432 \cdot 5} = 1,47 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{пр} = R_{тр-оп} = 1,47 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_з = \frac{R_{дон} R_{пр}}{R_{пр} - R_{дон}} = \frac{0,5 \cdot 1,47}{1,47 - 0,5} = 0,758 \text{ Ом}$$

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{46 \cdot 36} = 40,7 \text{ мм}^2$$

A – коефіцієнт, що залежить від

$$\frac{10}{60} = 0,167$$

Приймаємо A=0,283.

					БР 3.6.14.1.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{46}{10} \cdot 2 + \frac{36}{10} \cdot 2 = 16,4$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів. Ескіз показано на рис. 4.2.

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 46 \cdot 19 + 36 \cdot 23 = 1702 \text{ м}$$

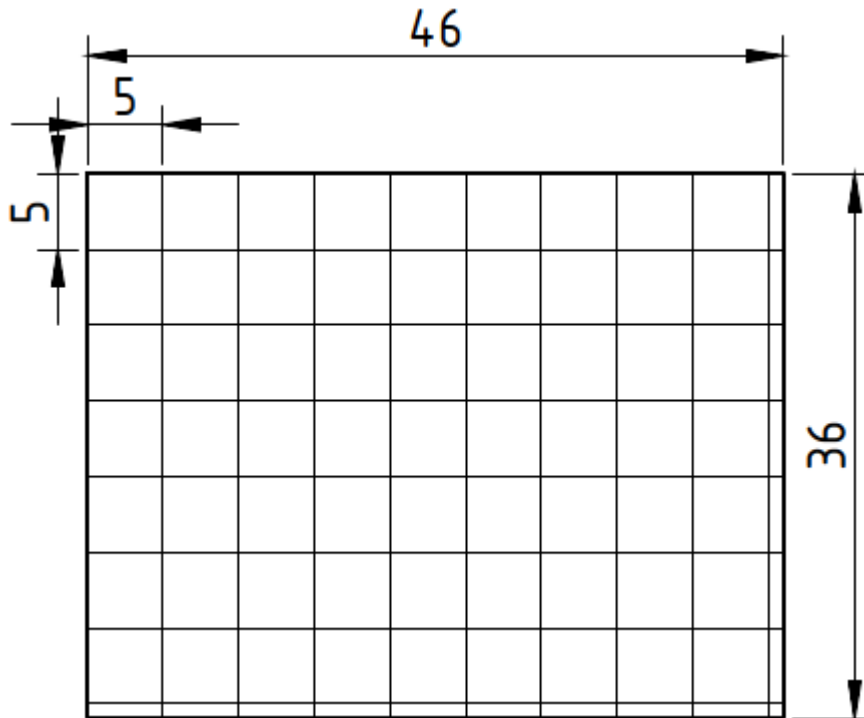


Рисунок 4.2 – Ескіз контуру заземлення

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

$$R_{з.р} = 123,2 \left(\frac{0,204}{40,7} + \frac{1}{1702 + 16,4 \cdot 10} \right) = 0,684 \text{ Ом}$$

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

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

ВИСНОВОК

В ході виконання бакалаврської роботи розроблено конфігурацію схему електричної мережі для 6 споживачів. Перевірено дану схему в умовах мінімального режиму навантаження та аварійного, при умовного обриву потужної ділянки кільцевої лінії. Подальший аналіз та перевірка проводів на нагрів показав, що така схема може працювати у аварійному режимі. Обрано ступені РПН на трансформаторах для регулювання величини напруги на низькій стороні трансформатора.

Проведено перевірку трансформатора на перевантаження згідно добового графіка навантаження. Розраховано струми короткого замикання в розрахункових точках на стороні високої та низької напруги підстанції, за якими в подальшому проводилася перевірка та вибір обладнання. Обрано сучасне високовольтне устаткування та струмопровідні частини. Проведено розрахунок та вибір шин для напруги 220 кВ та 10 кВ, яка виконується алюмінієвими проводами та жилами відповідно. Головною умовою була перевірка на відповідність умови, та щоб переріз шин не був меншим перерізу ліній, які живлять підстанцію. Для контролю та обліку електроенергії на підстанції встановлені контрольно-вимірювальні прилади у відповідності із нормативними документами.

Окремим етапом розглянуто розрахунок релейний диференціального струмового захисту високовольтного силового трансформатора та максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.

Проведено розрахунки висоти і зони захисту блискавковідводів, встановлених на двох порталах і двох блискавковідводів, розраховано опір заземлювального контуру ввідно-розподільного пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами. Розроблено ескіз контуру заземлення та зону захисту блискавковідводу підстанції.

					<i>БР 3.6.141.397 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

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.
9. Трансформатори силові масляні типу ТМ [Electronic resource] // Трансформатор сервис. URL: <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij->

									Арк.
									74
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР 3.6.141.397 ПЗ

transformatory-silovye-maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/
(accessed: 15.04.2023).

10. Трансформаторы силовые типа ТМ, описание, характеристики, купить, продажа, заказать (Киев, Украина) [Electronic resource]. URL: //cabex.com.ua/ru/produkcija/transformatori/transformatori_silovie_tipa_tm.html (accessed: 15.04.2023).

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

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

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

14. 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).

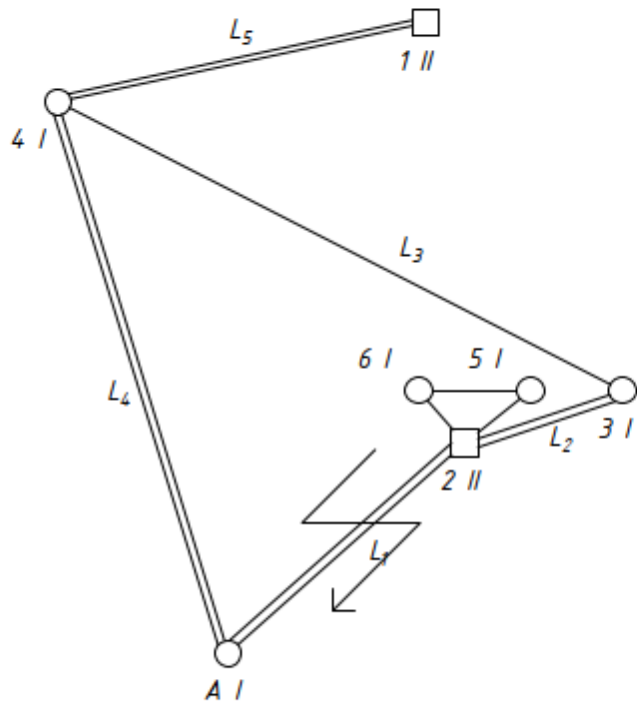
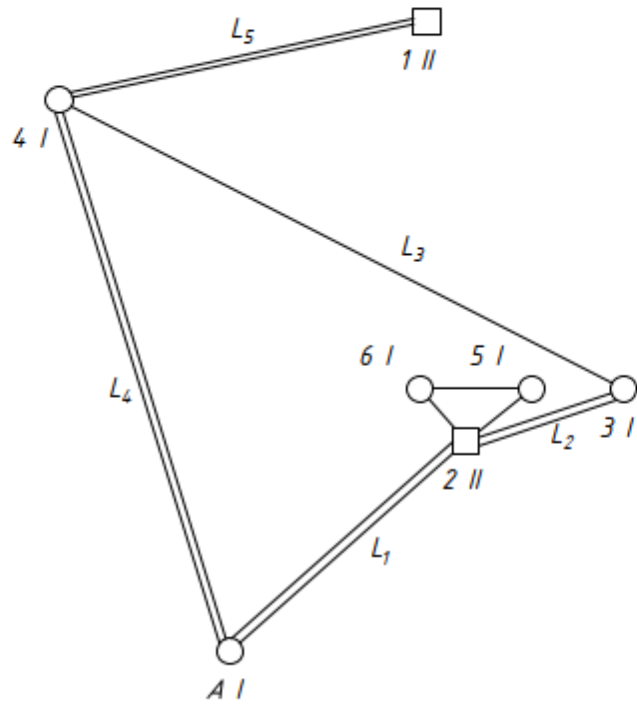
15. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с. ISBN.

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

					<i>БР 3.6.141.397 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

ДОДАТКИ

					БР 3.6.141.397 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76



Погоджено	
Гол. спец.	

Зам. інв. N

Підпис і дата

інв. N ор.

Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата
Розробив		Шанивал			
Перев.		Василега			
Норм. контр.		Никифоров			
Затверд.		Лебединський			

БР 3.6.141.397 ПЗ		
Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання		
Додатко А. Конфігурація мережі в різних режимах	Стадія	Аркуш
	1	1
Конфігурація мережі в нормальному та аварійному режимах роботи	СумДУ, ЕТ-91	

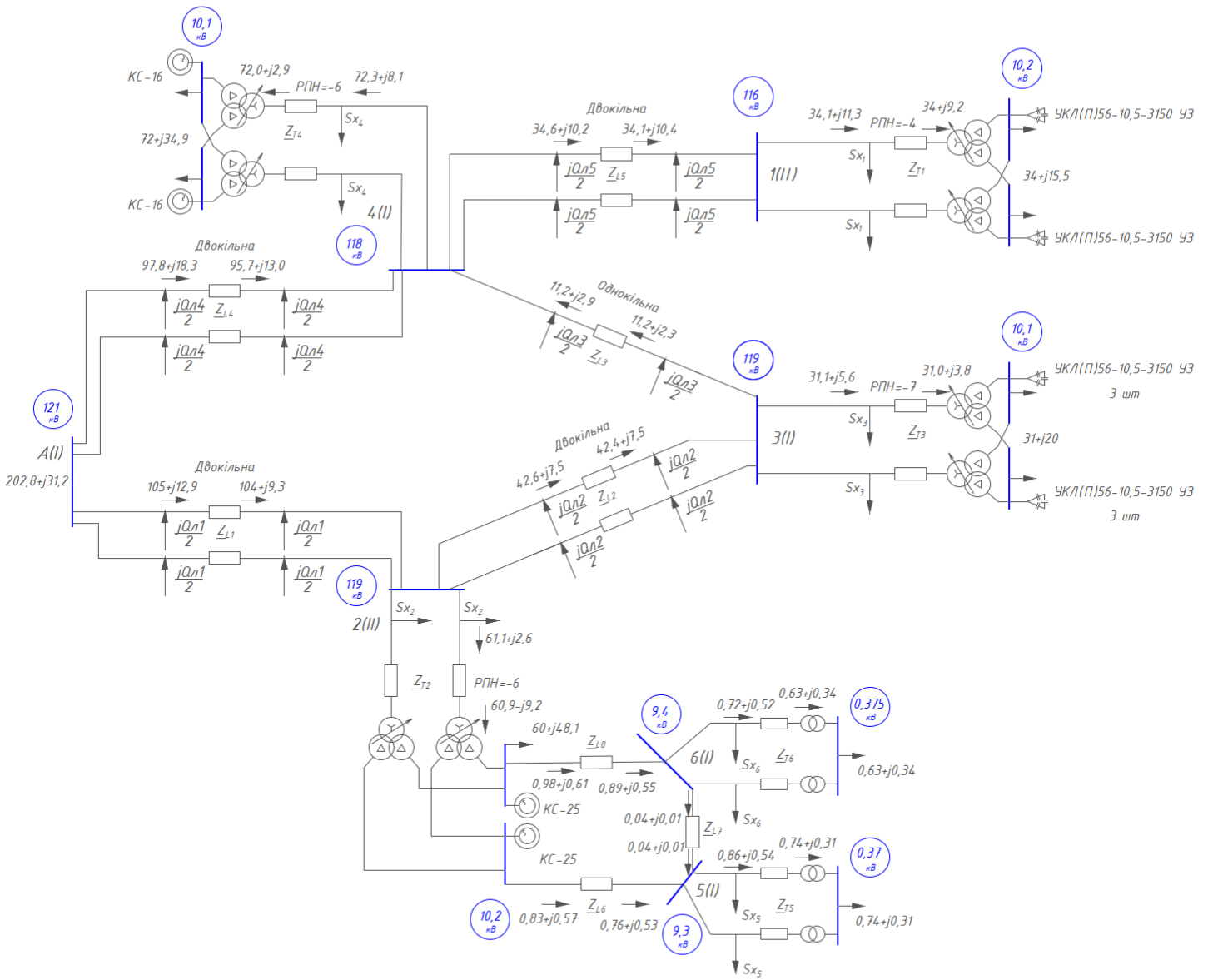


Схема заміщення мережі в нормальному режимі роботи

Погоджено			
Зам. інв. N			
Підпис і дата			
Гол. спец.			
Інв. N. ор.			

БР 6.8.141.397 ПЗ						
Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання						
Зм.	Кільк.	Арк.	N в ак.	Підпис	Дата	
Розробив	Шальвал					
Перев.	Васильєва					
Додаток Б. Схема заміщення мережі				Стадія	Аркуш	Аркушів
					1	1
Норм. контр.	Нижифоруб			Схема заміщення мережі в нормальному режимі роботи		
Затверд.	Льбедівський			СумДУ, ЕТ-91		

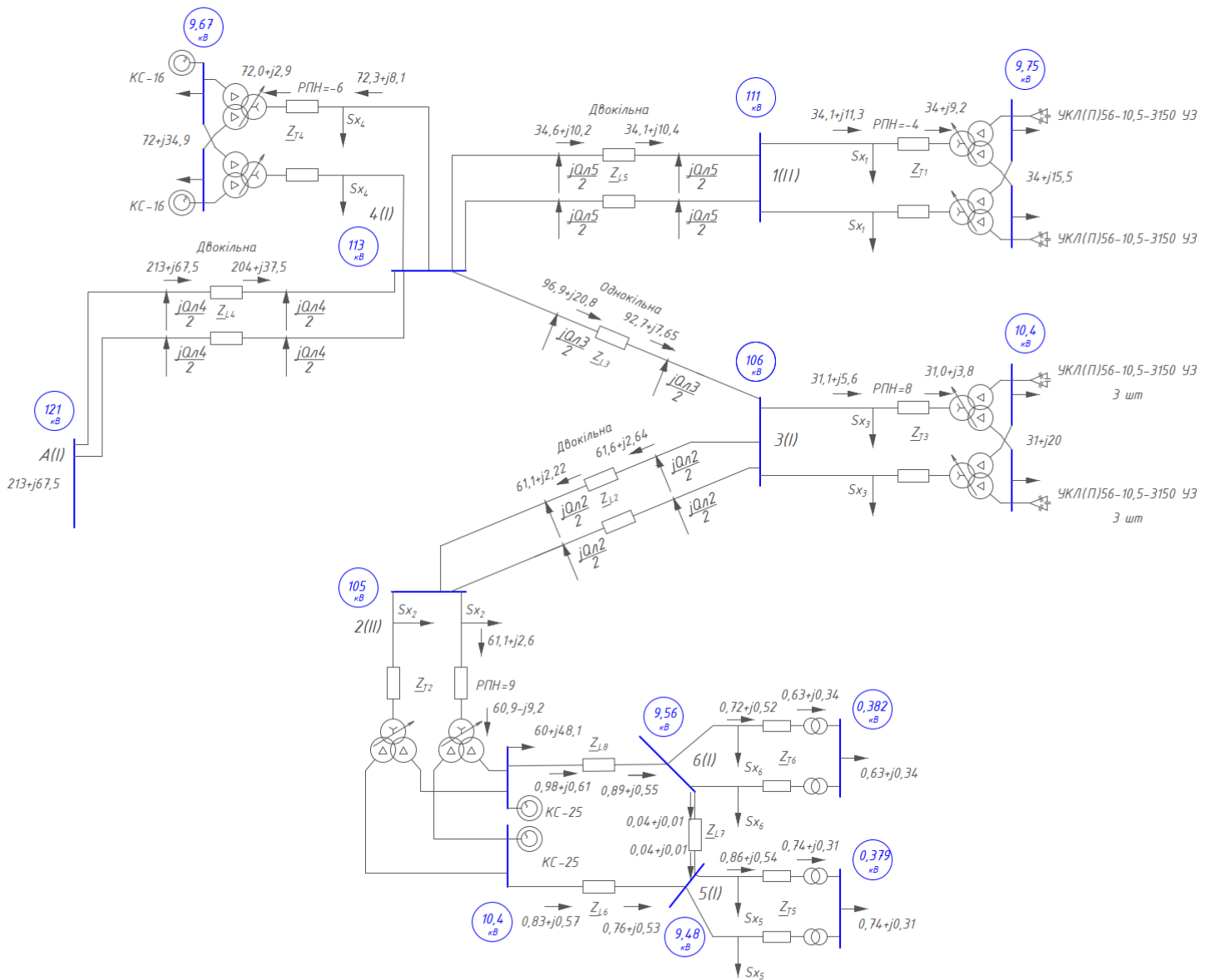


Схема заміщення мережі в аварійному режимі роботи

Позабрано			
Зам. інв. N			
Підпис і дата			
Інв. N ар.			
Гол. спец.			

БР 6.8.14.1397 ПЗ					
Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання					
Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата
Розробив	Шальвал				
Перев.	Васильєва				
Норм. контр.	Начишвіров				
Затверв.	Лебедівський				
Додаток В. Схема заміщення мережі				Старий	Аркуш
Схема заміщення мережі в аварійному режимі роботи				1	1
				СумДУ, ЕТ-91	

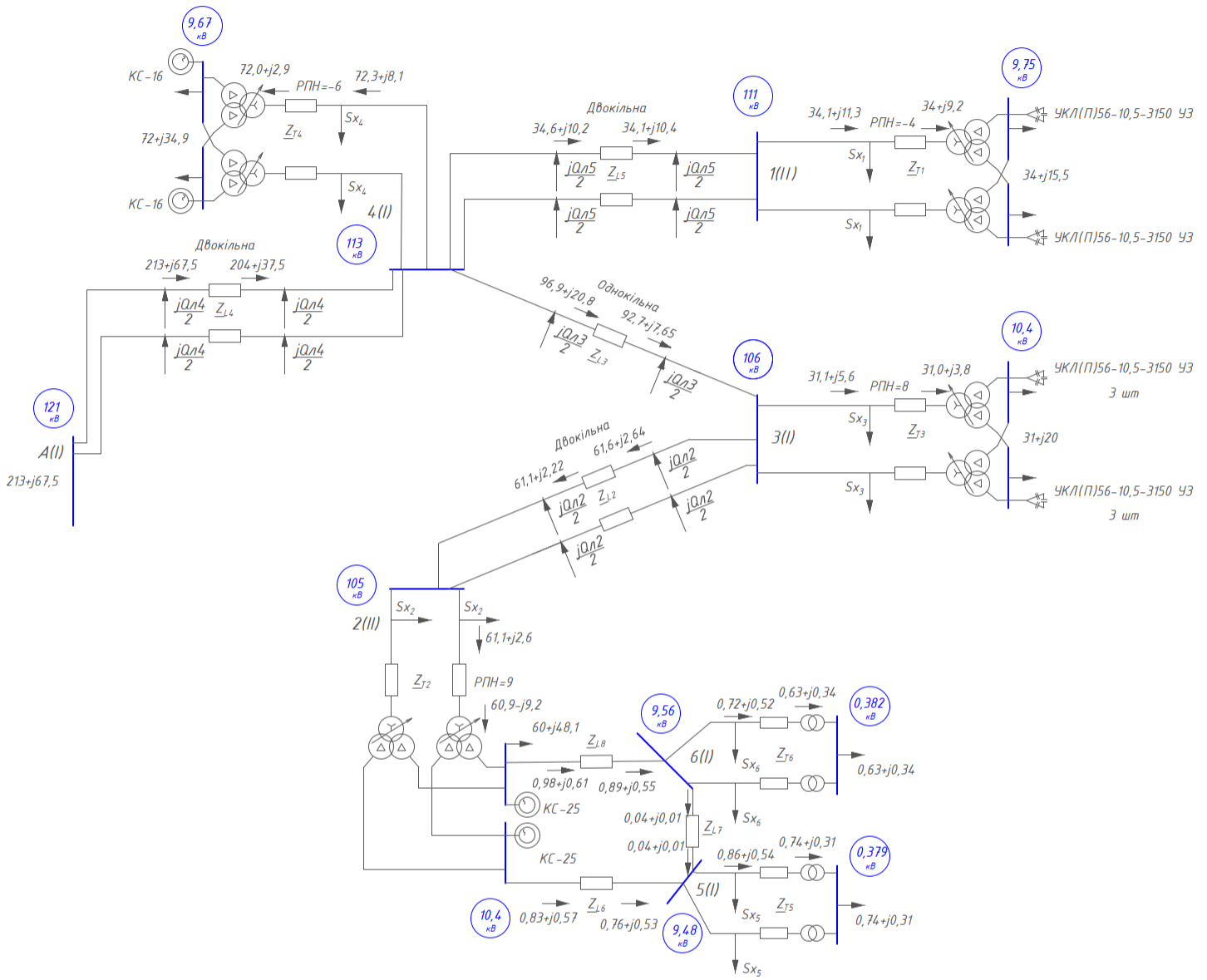
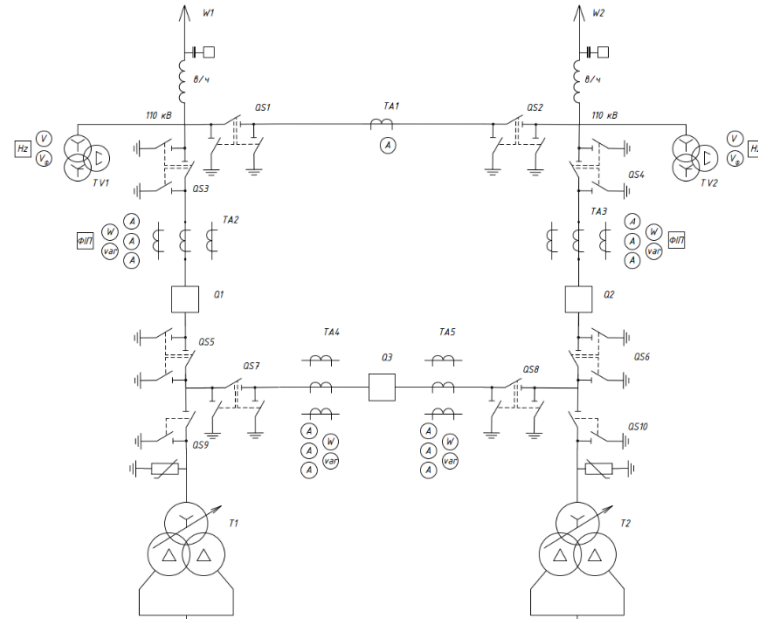


Схема заміщення мережі в аварійному режимі роботи

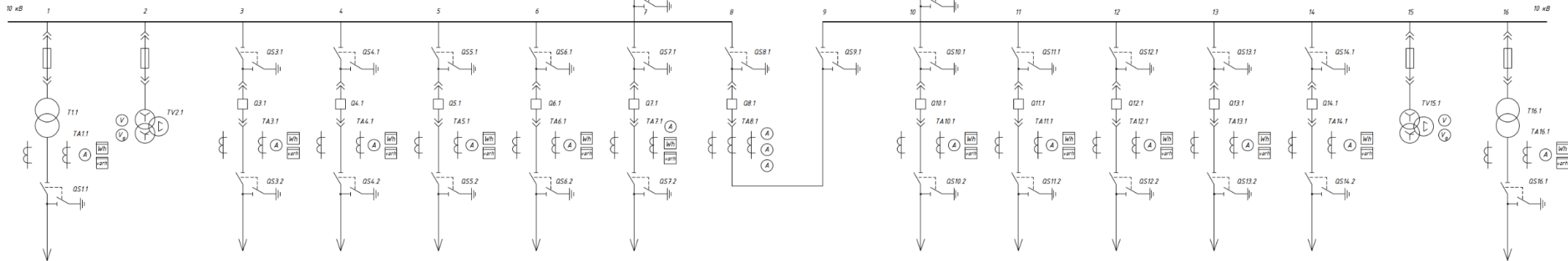
Позаблено				
Зам. інв. N				
Підпис і дата				
Гол. спец.				
інв. N оп.				

БР 3.6.141.397 ПЗ				
Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання				
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підпис
Розробив	Шоповал			
Перев.	Василега			
Норм. конгр.	Никифоров			
Затверд.	Львівський			
Додаток Г. Схема заміщення мережі			Стадія	Аркуш
Схема заміщення мережі в мінімальному режимі роботи			1	1
			СумДУ, ЕТ-91	



Перелік апаратів

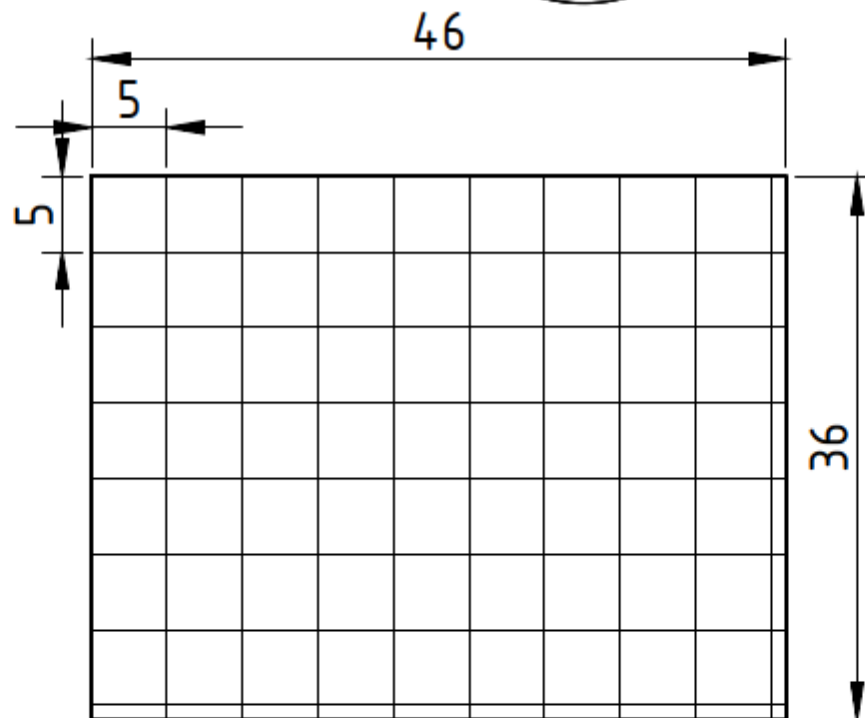
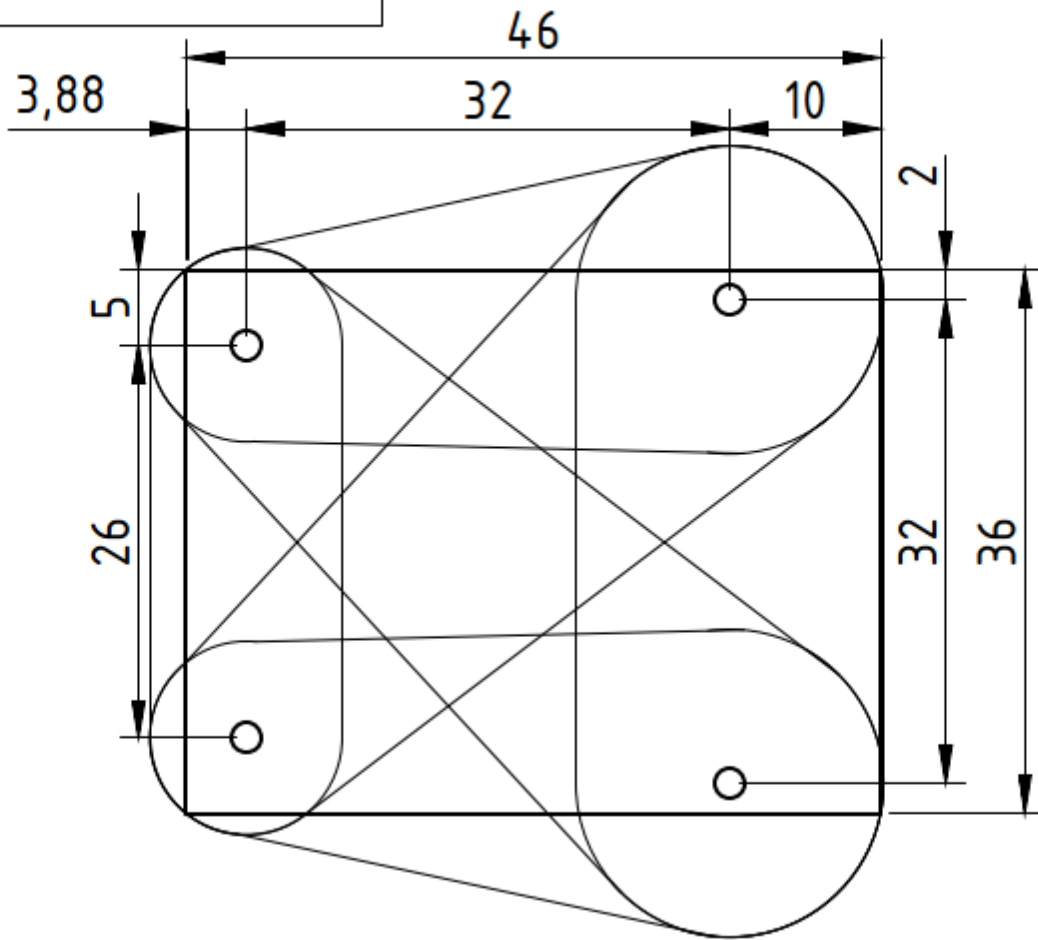
ФОР	Зона	Поз	Позначення	Найменування	К-Р	Прим
		1	T1, T2	Силовий трансформатор ТРДЦН-63000/110	2	
		2	Q1 - Q3	Вимикач ВРС-110-31,5/2500-УЗ	3	
		3	Q4 - Q5	Вимикач МГУ-20-90/6300УЗ	2	
		4	Q8.1	Вимикач ВРС-10-40/102-4000	1	
		5	Q3.1-Q7.1, Q10.1-Q14.1	Вимикач ВРС-10-40/102-630	10	
		6	TV1, TV2	Трансформатор напруги НКФ-110-58	2	
		7	TV2.1, TV15.1	Трансформатор напруги НТМІ-10-66	2	
		8	TA1 - TA5	Трансформатор струму ТФЗМ 110-У1	5	
		9	TA6, TA7	Трансформатор струму ТШВ15	2	
		10	TA8.1	Трансформатор струму ТШЛ 10-УЗ	1	
		11	TA1.1, TA3.1-TA7.1, TA10.1-TA14.1, TA16.1	Трансформатор струму ТЛМ 10-УЗ	12	
		12	T1.1, T16.1	Трансформатор власних потреб ТМ 25/10	2	
		13	QS1-QS10	Роз'єднувач РНД-1-110/630 Т1	10	
		14	QS11 - QS14, QS1.1 - QS16.1	Роз'єднувач РВЗ-10-630	11	



Проектант	
Замовник	
Тех. умов.	
Лист №	
Видаток	
Листів	
Всього	

БР 3.6.14.1397 ПЗ					
Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання					
Зм	Кільк	Арк	№ Док	Підпис	Дата
Розробив	Володимир				
Перевірив	Володимир				
Надз. констр.	Миколай				
Заступер	Львівський				
Схема заміщення електричної частини підстанції мережі				Сторінка	Аркуш
				1	1
				СумДУ, ЕТ-91	

БР 6.8.141.397 ПЗ



Погоджено
Гол. спец.

Зам. інв. N

Підпис і дата

інв. N ор.

БР 3.6.141.397 ПЗ

Розрахунок параметрів електричних мереж та вибір електрообладнання

Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата
Розробив		Шаповал			
Перев.		Василега			
Норм. контр.		Никифоров			
Затверд.		Лебединський			

Додаток Е. Зона захисту блискавкозахисту та заземлюючий контур підстанції

Стадія	Аркуш	Аркушів
	1	1

Ескіз контуру захисту від ураження блискавки та заземлюючого контуру

СумДУ, ЕТ-91