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

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____І.Л. Лебединський
"___"_____2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на здобуття освітнього ступеня бакалавр

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

На тему: Проектування окремих складових високовольтної мережі

Здобувача групи ЕТ-01 Севрюкова Ярослава Володимировича

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

_____ Ярослав СЕВРЮКОВ

(підпис) (Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник к.т.н., доцент Петро Василега _____

Суми-2024

Сумський державний університет

Факультет ЕлІТ_____Кафедра електроенергетики
Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики
_____Лебединський І.Л.
“___”_____20__ р.

ЗАВДАННЯ
до виконання кваліфікаційної випускної роботи бакалавра

Севрюков Ярослав Володимирович

1.Тема роботи :«Проектування окремих складових високовольтної мережі»

затверджена наказом по університету №_____ від__“____”_____20__ р.

2.Термін здачі студентом закінченої роботи 06.06.2024 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. Принципова схема силової мережі.
2. Принципова схема освітлювальної мережі.???
3. Схема електрична принципова електричної мережі.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	До 15.03.2024	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	До 01.04.2024	
3	Релейний захист	До 05.05.2024	
4	Охорона праці	До 30.05.2024	
5	Оформлення графічного матеріалу	До 05.06.2024	
6	Оформлення пояснювальної записки	До 05.06.2024	
7	Здача роботи на перевірку	До 06.06.2024	

Студент_____

(підпис)

Керівник роботи_____

(підпис)

РЕФЕРАТ

Стор. 103 рис. 13, табл. 64 , кресл. 8

Бібліографічний опис: “ Проектування окремих складових високовольтної мережі ” : робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра: спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка Севрюков Я.В.; наук. кер. П. О. Василега. Суми: Сумський державний університет, 2024. – 103 с.

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

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

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі.

Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВРП - ввідний розподільчий пристрій

ЗРП – закритий РП

КЗ – коротке замикання

КП – компенсуючий пристрій

ПЛ – повітряна лінія

ПС – понижувальна підстанція

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

Оглавление

ВСТУП 8

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 9

1.1 Постановка завдання 9

1.2 Розробка конфігурації електричної мережі 10

1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А 13

1.3.1 Визначення довжин ліній 13

1.3.2 Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів 14

1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв 17

1.3.4 Вибір силових трансформаторів 18

1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми А 22

1.4 Визначення параметрів електричної мережі для схеми Б 27

1.4.1 Розрахунок довжин ліній для схеми Б 27

1.4.2 Визначення струмів та напруги на відрізках без врахування втрат і підбір проводів для схеми А 28

1.4.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв 32

1.4.4 Підбір трансформаторів для схеми Б 33

1.5 Технічно-економічне порівняння двох варіантів схем електричної мережі41

1.6 Режим роботи при аварії в електричній схемі Б 44

1.7 Режим найменшого навантаження електричної мережі схеми Б 47

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТИРЧНОЇ ЧАСТИНИ 51

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів 51

2.2 Розглянемо систематичний режим при роботі двох трансформаторів 53
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання 54
2.4 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв 57
2.4.1 Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кв..... 57
2.4.2 Вибір вимикача у колі трансформатора та секційного вимикача на боці 10 кВ 58
2.4.3 Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 110 кВ 59
2.5 Вибір трансформаторів власних потреб 60
2.6 Вибір електровимірювальних приладів 62
2.6.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)..... 62
2.6.2 Вибір трансформаторів напруги..... 69
2.7 Вибір струмопровідні збірні шин 71
2.8 Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції 75
2.8.1 Компонування роподільних пристроїв 75
2.8.2 Вибір розподільних пристроїв, основні конструктивні рішення76
2.8.3 Заземлюючі пристрої підстанції..... 77
3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ 78
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) 79
3.2 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту..... 81
3.2.1 Попередній розрахунок диференціального захисту та вибір типу реле 81
3.3 Розрахунок параметрів реле ДТЗ-11 83
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ВИМОГИ З ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ПРИ ВИКОНАННІ МОНТАЖНИХ РОБІТ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ..... 87

4.1 Загальні відомості. 87
4.2 Заходи з безпеки під час монтажу кабельних ліній. 87
4.3 Заходи зі збереження безпеки під час монтажу повітряних ліній електропередач 88
4.4 Заходи безпеки під час встановлення розподільчих трансформаторівта електричних мишин. 88
4.5 Виконання робіт у діючих електроустановках 88
4.6 Допуск бригади по ремонту і нагляд за її роботою. 89
4.7 Організація служби охорони праці на підприємстві. 89
ВИСНОВКИ 92
Список використаних джерел 94
ДОДАТОК 1 96
ДОДАТОК 2 97
ДОДАТОК 3 98
ДОДАТОК 4 99
ДОДАТОК 5 100
ДОДАТОК 6 101
ДОДАТОК 7 102
ДОДАТОК 8 103

ВСТУП

Ця робота включає аналіз режимів роботи електричної мережі, яка постачає електроенергію споживачам, розташованим у певних місцях. Також здійснюється підбір компонентів енергосистеми: ліній електропередачі, проводів, розподільчих пристроїв, трансформаторів та компенсуючих пристроїв згідно з діючими правилами і нормативами.

При проектуванні електричних мереж проходять кілька етапів. Перший етап - це вибір найкращої конфігурації мережі на основі техніко-економічних розрахунків. Перевіряється надійність мережі, щоб забезпечити безперебійне постачання електроенергії в разі аварій. Оцінка техніко-економічних показників включає аналіз таких параметрів, як номінальна напруга, кількість ланцюгів, перерізи проводів ліній електропередачі, а також кількість і потужність трансформаторів на підстанціях та інші характеристики схем електричних з'єднань.

Під час виконання цієї роботи вирішуються наступні завдання:

- Визначення параметрів електричної системи, що включає джерело енергії та передавальні лінії,, трансформатори та навантаження у вигляді споживачів електричної енергії;
- Розрахунок електричної частини підстанції, обрати високовольтні вимикачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, роз’єднувачі.
- Розрахунок релейного захисту трансформатора ТРДЦН 63000/220
- Розрахунок номінальних струмів трансформатора та кількість витків обмоток реле.
- Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції
- Розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ
- Розрахунок блискавковідводу та сітки заземлення підстанції

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Постановка завдання

Необхідно забезпечити електропостачання для споживачів з потужним джерелом електроенергії. Чотири з цих споживачів мають велику потужність і потребують напруги 10 кВ. Щодо двох інших споживачів, вони мають невелику потужність і знаходяться близько від одного з великих споживачів. Ці два споживачі можуть включати невеликі промислові, сільськогосподарські або житлові зони. [1] Постачання електроенергії для цих споживачів планується здійснювати через підстанції відповідних великих споживачів і забезпечити їх напругою 380 В. Вихідні дані, що характеризують споживачів, наведені в таблиці 1.1, а додаткові вихідні дані представлені в таблиці 1.2.Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
	С	Е	В	Я	Р	О
X, мм	32	26	19	-13	17	10
Y, мм	21	21	38	42	27	14
P_{max}, МВт*	32	43	54	72	527	551
cos f	0,89	0,95	0,91	0,9	0,92	0,86
$T_{нб}$, годин	3670	4530	5180	5720	5240	4550
Категорія	I	III	I	I	II	II

Примітка:

* для споживачів 5 та 6 потужність вказано в кВт.

В таблиці 1.2 наведено додаткову вихідну інформацію про споживачів та їх розташування.

Характеристика споживачів	В
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	3
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max}	0,52

1.2 Розробка конфігурації електричної мережі

Мережі класифікують за їхньою конфігурацією на розімкнені та замкнені. Розімкнені мережі отримують електроенергію від одного джерела живлення та передають її до споживачів у одному напрямку. Замкнені мережі, натомість, забезпечують живлення електроприймачів з двох або більше напрямків. Вони поділяються на прості, які мають один замкнений контур, такі як кільцева мережа або мережа з двостороннім живленням, і складнозамкнені, які включають декілька замкнених контурів.

Розраховуємо максимальну потужність споживачів за формулою:

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max}\,\mathrm{tg}(\arccos(f)) \tag{1.1}$$

де P_{max} – максимальна активна потужність.

Мінімальну загальну потужність споживачів обчислюємо відповідно до формули 1.2.:

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

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

У таблиці 1.3 будуть представлені параметри споживачів з їх розрахованою загальною потужністю.

Таблиця 1.3 – Характеристики споживачів разом з їх розрахованою загальною потужністю.

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
P_{max}, МВА	32,00	43,00	54,00	72,00	0,53	0,55
Q_{max}, МВА	16,39	14,13	24,60	34,87	0,22	0,33
P_{min}, МВА	16,64	22,36	28,08	37,44	0,27	0,29
Q_{min}, МВА	8,52	7,35	12,79	18,13	0,12	0,17

Електроспоживачі першої категорії повинні отримувати електроенергію від двох взаємно резервованих джерел живлення. У випадку відмови одного джерела живлення, перерва у постачанні електроенергії може бути припустима лише на період автоматичного відновлення живлення. Для електроспоживачів другої категорії рекомендується також забезпечення електроенергією від двох резервних джерел. Проте, у випадку відмови одного з джерел, перерва у постачанні може тривати до часу, необхідного для включення альтернативного джерела за допомогою оперативного персоналу або виїзної бригади. Для електроспоживачів третьої категорії допускається отримання електроенергії від одного джерела, але перерва у постачанні може тривати не більше одного дня для виконання ремонтних робіт або заміни пошкодженого обладнання системи живлення.

На основі характеристик споживачів ми плануємо розробити дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рисунку 1.1 зображено спосіб з'єднання споживачів згідно з першим варіантом (схема А).

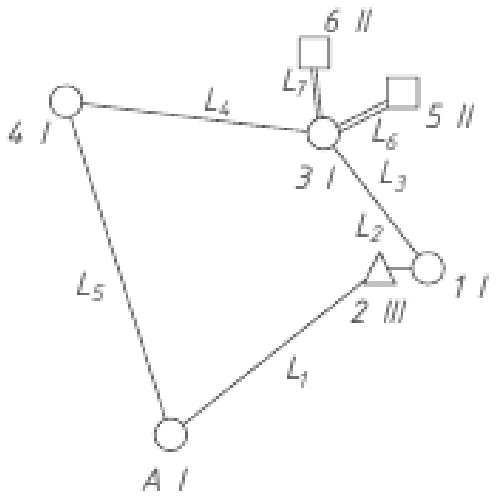


Рисунок 1.1 – Схема А

На рис. 1.2 показано другий спосіб з'єднання споживачів (схема Б).

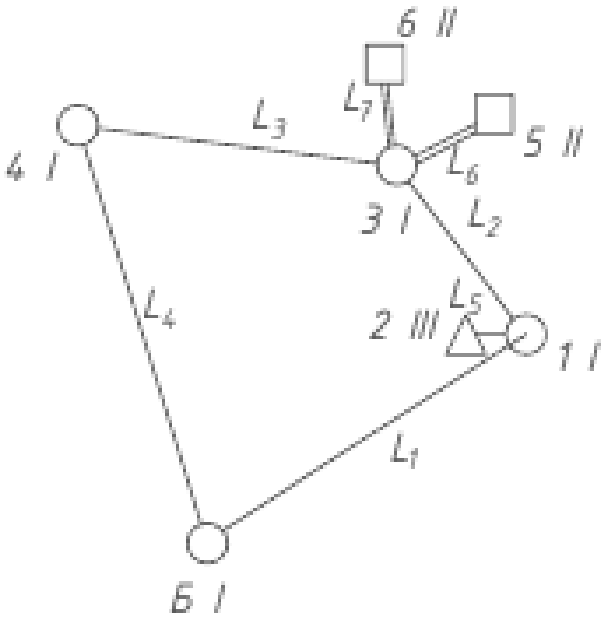


Рисунок 1.2 – Схема Б

При створенні конфігурацій електричних мереж необхідно ураховувати такі фактори::

- Розглядати можливість виділення підстанцій для споживачів, які вимагають 100% резерву по мережі, і досліджувати методи їх забезпечення.

- Групувати споживачів з приблизно однаковою потужністю в закриті мережі.

- Якщо можливо, уникати направлення потоків потужності до джерела живлення.

- Уникати низько навантажених ліній у закритих мережах.

- Спрямовувати електроенергію до споживачів найкоротшим можливим шляхом.

1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А

1.3.1 Визначення довжин ліній

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

$$L = l \cdot k_L \tag{1.3}$$

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

k_L – коефіцієнт, який показує збільшення довжини мережі в порівнянні з прямим повітряним шляхом. $k_L \approx 1{,}25$.

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

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}} \tag{1.4}$$

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

Одноланцюгові лінії є кращим вибором, оскільки дволанцюгові менш надійні. Довжини ліній із врахуванням провисання проводів представлені у табл. 1.4.

Ми визначаємо довжину ліній, враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин відрізків мережі.

$$L = l \cdot k_L \cdot k_M$$

де: l – Довжину відрізка мережі визначається за планом., мм; k_L – Коефіцієнт зростання довжини мережі порівняно з прямим повітряним маршрутом., $k_L \approx 1{,}25$. k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розрахунки заносяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Довжина лінії з урахуванням вказаного коефіцієнту.

Ділянка	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7
L (км)	33,4	6	21,4	32,2	44	31,9	17,2
$\boldsymbol{k_M}$	1	1	1	1	1	0,1	0,1
L (км) (з урахуванням· $\boldsymbol{k_M}$)	33,4	6	21,4	32,2	44	3,2	1,7

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

Для розрахунку струмів та напруги на всіх відрізках мережі необхідно мати інформацію про приблизні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рис. 3.1, з використанням умовних позначень розрахунки потужності проводяться за такими формулами:

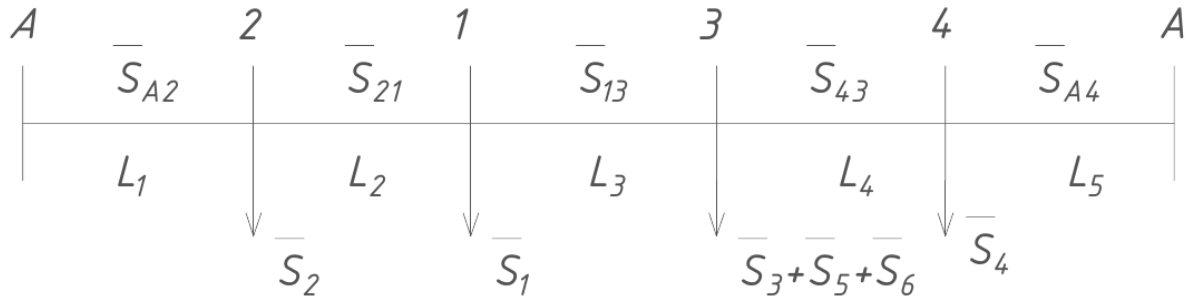


Рисунок 1.3 – Схема заміщення розрахункової схеми

Проведемо розрахунок, вважаючи, що параметри проводів однакові.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\underline{S}_{A2} = \\ = \frac{(\underline{S}_4)\cdot(l_5)+(\underline{S}_3+\underline{S}_5+\underline{S}_6)\cdot(l_4+l_5)+\underline{S}_1\cdot(l_3+l_4+l_5)}{l_1+l_2+l_3+l_4+l_5}+ \\ \frac{\underline{S}_2\cdot(l_2+l_3+l_4+l_5)}{l_1+l_2+l_3+l_4+l_5}=109+j47,5\ MBA$$

$$\underline{S}_{L5} = \\ = \frac{(\underline{S}_4)\cdot(l_1+l_2+l_3+l_4)+(\underline{S}_3+\underline{S}_5+\underline{S}_6)\cdot(l_1+l_2+l_3)}{l_1+l_2+l_3+l_4+l_5}+ \\ \frac{\underline{S}_1\cdot(l_1+l_2)+\underline{S}_1\cdot(l_1)}{l_1+l_2+l_3+l_4+l_5}=93+j43MBA$$

$$\underline{S}_{L2}=\underline{S}_{L1}-\underline{S}_2=66+j33MBA$$

$$\underline{S}_{L3}=\underline{S}_{L2}-\underline{S}_1=34+j17MBA$$

$$\underline{S}_{L4}=\underline{S}_{L5}-\underline{S}_4=21+j8.1MBA$$

Баланс потужності:

$$\underline{S}_{L1}+\underline{S}_{L5}=202+j90,5MBA$$
$$\underline{S}_1+\underline{S}_2+\underline{S}_3+\underline{S}_4+\underline{S}_5+\underline{S}_6=202+j90,5MBA$$

Враховуючи довжину ліній та потужність, що передається по них, визначимо напругу за допомогою емпіричної формули Іларіонова.:

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

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I=\frac{S}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{н}}} \qquad (3.6)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

$U_н$ – зворотня номінальна напруга.

Відповідно до методу економічної густини струму, розрахунок економічного перерізу здійснюється за допомогою такої формули:

$$F_e = \frac{I_м}{j_e} \quad (3.7)$$

де F_e – економічний переріз проводу, мм^2;

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

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

У цьому проекті для створення ліній електропередачі використовуються неізольовані алюмінієві проводи. У таблиці 3.2 подані значення економічної густини струму для цих проводів.

Таблиця 1.5 – Економічна густина струму, А/мм^2

Проводи	$T_{нб}$, год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Алюмінієві неізольовані проводи	1,3	1,1	1,0

Висновки щодо наближених потоків потужності у лініях та струмів при напрузі 110 та 220 кВ подано в таблиці 1.6.

Таблиця 1.2 – 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	109,07+47,54i	162,5	-	624,5	312,2
Л2	66,07+33,44i	90,8	-	388,7	194,3
Л3	34,07+17,04i	101,7	-	199,9	100
Л4	21,01+8,11i	86,2	-	118,2	59,1
Л5	93,01+43,01i	161,7	-	537,8	268,9

Л6	0,53+0,23i	14,3	33,4		-
Л7	0,55+0,33i	14,4	37		-

Обираємо напругу в колі рівною Uном=220 кВ.

У таблиці 1.7 наведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраного номінального перерізу провідників та номінального тривало допустимого струму провідників.

Таблиця 1.7 – Вибір проводів мережі

Лінія	$I_{ном}$, $А$	$U_{ном}$, $кВ$	Дані проводу		$I_{доп}$, $А$
			F_e, $мм^2$	Марка проводу	
Л1	312,2	220	283,8	АС-300/39	690
Л2	194,3	220	176,6	АС-240/32	605
Л3	100	220	90,9	АС-240/32	605
Л4	59,1	220	53,7	АС-240/32	605
Л5	268,9	220	244,5	АС-300/39	690
Л6	33,4	10	30,4	АС-35/6,5	175
Л7	37	10	33,6	АС-35/6,5	175

1.3.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв

З метою зниження рівня споживання реактивної потужності з електромережі пропонується впровадити використання компенсуючих пристроїв, таких як статичні конденсатори та синхронні компенсатори. Для розрахунку необхідної потужності компенсуючих пристроїв рекомендується орієнтуватися на досягнення однакових значень коефіцієнта реактивної потужності на шинах вторинної обмотки підстанцій. При цьому не слід брати до уваги споживання реактивної потужності лініями електропередачі та трансформаторами.

При виборі типу та кількості компенсаційних пристроїв необхідно враховувати можливу кількість та тип трансформаторів на підстанціях. Наприклад, якщо на підстанції потрібно встановити два трансформатори, то потуж-

ність компенсаційних пристроїв Qк повинна бути розділена між ними, а також між кожною обмоткою трансформаторів з меншою напругою. При цьому передбачається використання комплектних конденсаторних установок як переважного варіанту, за умови великої потужності, а також застосування синхронних компенсаторів.

Процес вибору та результати показані в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Результати підбору реактивних установок.

№ ПС	P_M, МВт	$tg\varphi$	$tg\varphi_б$	Q_k, МВар	Кількість і тип компенсуючих пристроїв
1	32	0,426	0,21	6,9	2хУКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ
2	43	0,672	0,21	19,9	2хКС-10
3	54	0,54	0,21	17,8	2хКС-10
4	72	0,329	0,21	8,6	4хУКЛ(П)56-10,5-2250 УЗ

1.3.4 Вибір силових трансформаторів

Встановлюємо потужність кожного трансформатора. На кожній підстанції потужність трансформатора повинна перевищувати максимальну потужність споживачів, яку він живить.

$$S_{т_{ном}} \geq S_{розр} = S_{i_{max}} \quad (1.8)$$

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

$S_{розр}$ – потужність однотрансформаторної підстанції, МВА (кВА);

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

На підстанції з двома трансформаторами потрібно мати достатньо потужність для того, щоб у випадку відмови одного з них, інший міг забезпечи-

ти навантаження споживачів. Тому потужність кожного трансформатора визначається, враховуючи його запасну можливість відповідно до цієї умови.:

$$S_т \geq S_{розр} = \frac{S_{imax}}{1,4} \quad (1.9)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора визначається за формулою:

$$К_з = \frac{S_{розр}}{S_{т_{ном}}} \quad (1.10)$$

Коефіцієнт використання трансформатора допомагає встановити можливість розширення потужності споживачів і розвитку мережі..

Споживачам першої категорії рекомендується встановлювати по два трансформатори на кожній підстанції. Споживачам другої категорії також рекомендується встановлювати по два трансформатори на кожній підстанції. У цьому випадку можливе живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом однієї доби. Споживачам третьої категорії рекомендується встановлювати по одному трансформатору на кожній підстанції.. Результати вибору трансформаторів показані у таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Вибір трансформаторів

№ ПС	S, *MBA*	Катего-рія спо-живача	$N_{тр}$	Sрозр (1-го тр), МВА	Sном (1-го тр), МВА	$K_з$	Марка тр-ра
1	32,8	I	2	23,4	25	0,656	ТРДН-25000/220
2	43,90	III	1	43,9	63	0,697	ТРДЦН-63000/220
3	54,8	I	2	39,1	40	0,685	ТРДН-40000/220
4	73,5	I	2	52,5	63	0,583	ТРДЦН-63000/220
5	0,6	II	2	0,4	0,63	0,476	ТМ-630/10
6	0,6	II	2	0,4	0,63	0,476	ТМ-630/10

Майбутній запас потужності дозволить розширити мережу та приєднати нових споживачів.

Для наступних розрахунків мережі потрібно визначити опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів обчислюється за допомогою наступної формули.:

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta \text{P}_{\text{к}} \cdot U_{\text{вн}}{}^2}{S_{\text{ном}}{}^2} \qquad (1.11)$$

$$\text{X}_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{вн}}{}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \qquad (3.12)$$

де $R_{\text{т}}$ та $\text{X}_{\text{т}}$ –активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

$\Delta \text{P}_{\text{к}}$ - втрати короткого замикання, кВт;

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

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

$U_{\text{к}}$ – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів показано у таблицях 1.10 та 1.11.

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора	$S_{ном}$, *МВА*	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_к$, %	$\Delta P_к$, *кВт*	$\Delta P_х$, *кВт*	$I_х$, %
			ВН	НН				
ТРДН-25000/220	25,00	±8*1,5%	230,00	11,00	12,00	150,00	42,00	1,10
ТРДН-40000/220	40,00	±8*1,5%	230,00	11,00	12,00	170,00	50,00	0,90
ТРДЦН-63000/220	63,00	±8*1,5%	230,00	11,00	12,00	300,00	82,00	0,80

Таблиця 1.11 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	Sном, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		Uном, кВ		Uк,%	ΔPк, кВт	ΔPх, кВт	Iх, %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, кВАр
		ВН	НН							
ТМ-400/10	0,40	–	10,00	0,40	4,50	5,50	0,92	10,60	12,00	3,7+10,6i
ТМ-630/10	0,63	–	10,00	0,40	5,50	8,20	1,50	8,50	18,90	2,12+8,5i

1.3.5 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми А

Давайте розрахуємо активний і реактивний опір ліній, а також зарядну потужність. [1].

Активний та реактивний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i \tag{1.13}$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i \tag{1.14}$$

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

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \tag{1.15}$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = b_0 \cdot l_i \cdot {U_{ном}}^2 \tag{1.16}$$

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

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

Зарядна потужність для ліній 10 кВ має мінімальне значення, тому її зазвичай ігнорують. Результати розрахунків показано в табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Параметри ліній за схемою А

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10-6, См/км		
Л1	33,4	АС-300/39	0,098+0,429i	2,64	4,27	3,27+14,33i
Л2	6	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	0,76	0,73+2,61i
Л3	21,4	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	2,69	2,59+9,31i
Л4	32,2	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	4,05	3,9+14,01i
Л5	44	АС-300/39	0,098+0,429i	2,64	5,62	4,31+18,88i
Л6	3,2	АС-35/6,5	0,79+0,386i	-	-	2,53+1,24i
Л7	1,7	АС-35/6,5	0,79+0,386i	-	-	1,34+0,66i

Розрахунок втрат потужності в лініях проводиться з кінця, і враховуються також втрати холостого ходу у трансформаторах, які зазначені у таблицях цього документу. На підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток становить половину опору одного трансформатора..

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою:

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

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z - опір ділянки, Ом.

Падіння напруги розраховується від джерела живлення так, щоб різниця напруги у споживача не перевищувала 5% від номінальної, як це передбачено правилами [2].

Розрахунок напруги проводимо за формулою:

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

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} - напруга у вузлі, кВ;

U_i - напруга у попередньому вузлі, кВ.

Відхилення напруги на кінці лінії від її номінального значення розраховується за формулою у відсотках:

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

Проведемо аналіз замкнутої колової мережі, яка зображена на рисунку 1.2. Почнемо розрахунок з визначення точки потокорозподілу. Результати розрахунку потужності на кінцях ліній, їх початку, а також втрати потужності в лініях наведені в таблиці 1.13. Результати розрахунку напруги у вузлах мережі представлені в таблиці 1.14.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$	$I_{роз}, A$	$I_{доп}, A$
Л1	109,52+30,64i	0,87+3,83i	110,39+32,34i	301,9	690
Л2	66,28+18,98i	0,07+0,26i	66,35+18,86i	181	605
Л3	34,13+8,24i	0,07+0,24i	34,2+7,14i	91,7	605
Л4	21,23+3,99i	0,04+0,14i	21,27+2,11i	56,1	605
Л5	93,61+24,54i	0,83+3,65i	94,44+25,38i	256,6	690
Л6	0,53+0,23i	0,008+0,004i	0,54+0,23i	33,9	175
Л7	0,55+0,33i	0,006+0,003i	0,56+0,33i	37,5	175

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$
1-1'	32+7,3i	0,07+1,96i	32,15+9,78i
2-2'	43+8,9i	0,16+4,01i	43,24+13,41i
3-3'	55,08+9,75i	0,18+5,13i	55,36+15,6i
4-4'	72+14,7i	0,22+5,62i	72,38+21,33i
5-5'	0,527+0,225i	0,01i	0,527+0,275i
6-6'	0,551+0,327i	0,02i	0,551+0,387i

Загальна потужність системи складе:

$$S_A = 226{,}1 + 59{,}8 \text{ МВА}$$

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
А	230	230	-
1	230	226,2	-
2	230	226,6	-
3	230	226,3	-
4	230	226,3	-
1'	230	222,3	
2'	230	220,7	
3'	230	221	
4'	230	221,5	
1"	10	10,06	-3
2"	10	9,99	-3
3"	10	10	-3
4"	10	10,03	-3
5	10	10	-
6	10	10	-
5'	0,38	0,394	-
6'	0,38	0,392	-

На рис. 1.3 показано схему заміщення мережі А.

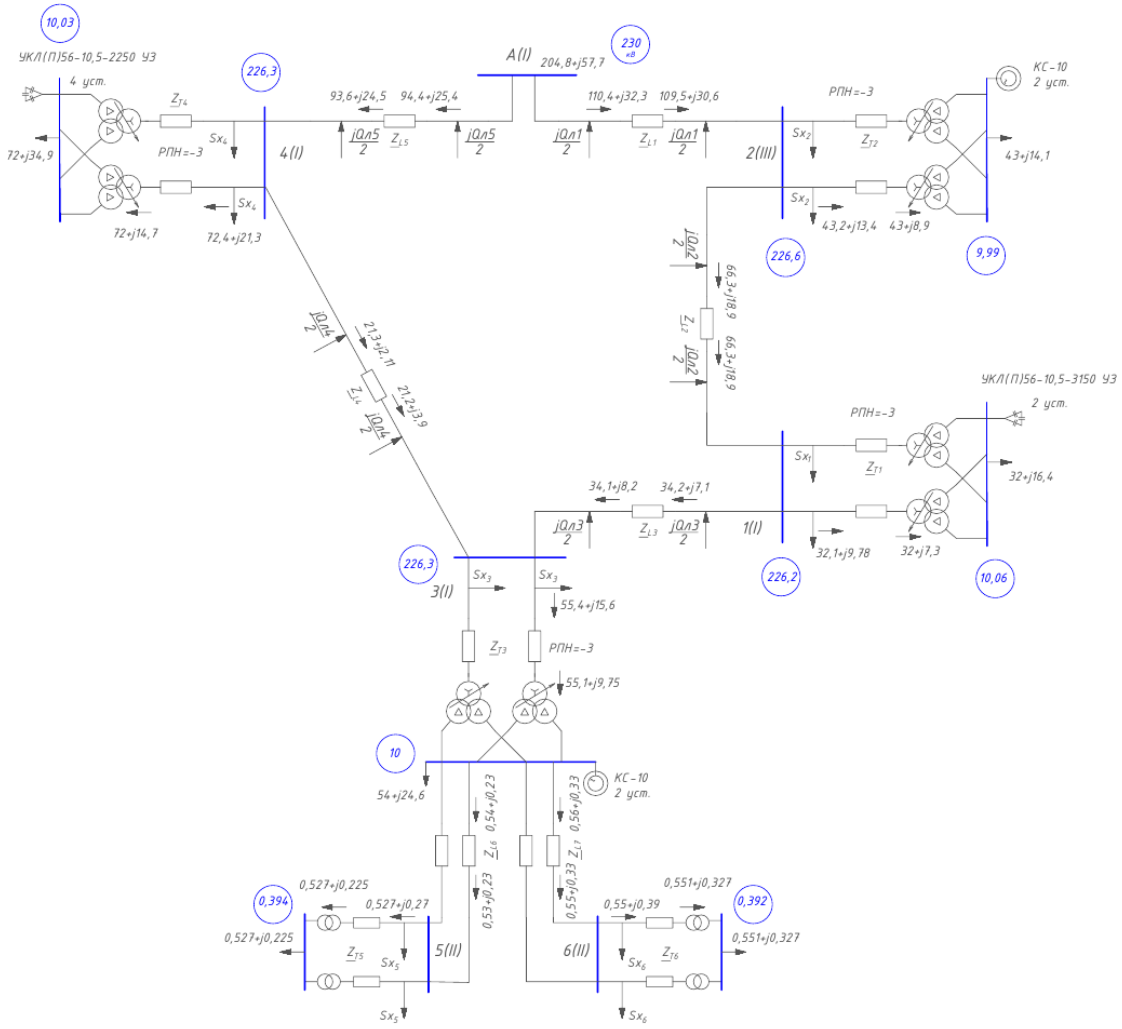


Схема заміщення мережі А в нормальному режимі роботи

Рисунок 1.3 – Схема заміщення мережі А

1.4 Визначення параметрів електричної мережі для схеми Б

1.4.1 Розрахунок довжин ліній для схеми Б

Довжини ліній розраховуються з урахуванням коефіцієнта перерахунку довжин ділянок мережі за допомогою формули:

$$L = l \cdot k_L \tag{1.20}$$

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 $k_{цеп}$.

$$L' = L \cdot k_{цеп} \tag{1.21}$$

$k_{цеп} \approx 1{,}45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах

Рекомендується проектувати одноланцюгові лінії, оскільки дволанцюгові менш надійні. Довжини ліній з урахуванням провисання проводів подані у таблиці 3.1.

Далі проведемо розрахунок довжин ліній з урахуванням коефіцієнта перерахунку довжин ділянок мережі.$L = l \cdot k_L \cdot k_M$ де: l – овжина мережевого відрізку вимірюється на плані, мм; k_L – Коефіцієнт, який вказує на збільшення довжини мережі порівняно з прямою лінією на повітрі, $k_L \approx 1{,}25$. k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розрахунки заносяться до табл. 1.16.

Таблиця 1.36 – Довжина лінії з урахуванням коефіцієнту

Ділянка	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7
L (км)	38,3	21,4	32,2	44	6	31,9	17,2
$\boldsymbol{k_M}$	1	1	1	1	1	0,1	0,1
L (км) (з урахуванням· $\boldsymbol{k_M}$)	38,3	21,4	32,2	44	6	3,2	1,7

1.4.2 Визначення струмів та напруги на відрізках без врахування втрат і підбір проводів для схеми А

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі потрібно спочатку встановити приблизні потоки потужності. Для схеми, яка зображена на рисунку 1.4, з використанням символів розрахунки потужності визначаються за певними формулами.

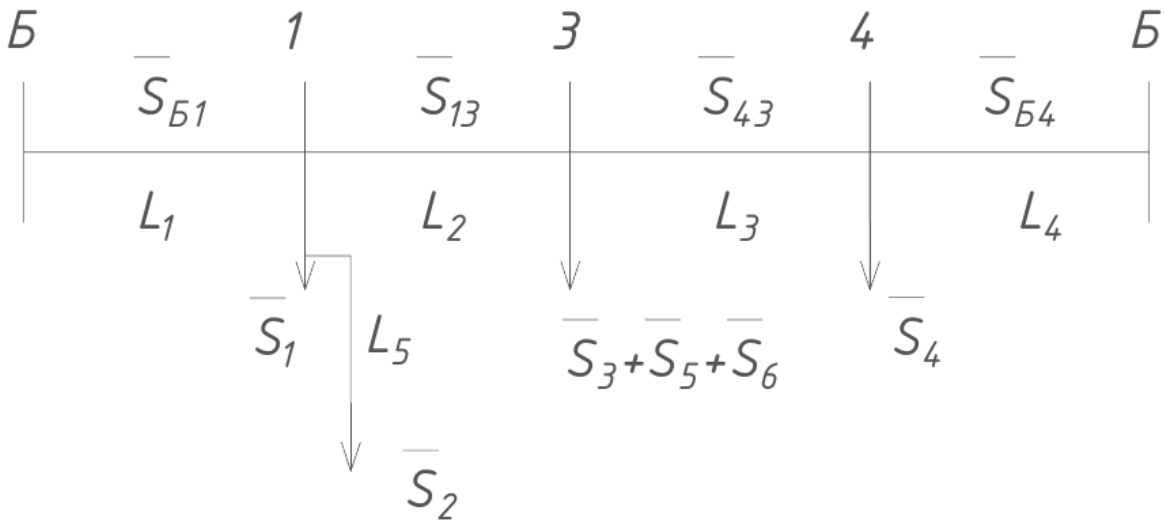


Рисунок 1.4

Виконаємо передбачальний розрахунок, припустивши, що параметри проводів однакові.

Розрахунок будемо проводити без втрат потужності.

$$\underline{S}_{Б1} = \frac{(\underline{S}_1+\underline{S}_2)\cdot(l_2+l_3+l_4)+(\underline{S}_3+\underline{S}_5+\underline{S}_6)\cdot(l_3+l_4)+\underline{S}_4\cdot(l_4)}{l_1+l_2+l_3+l_4} =$$

$$= 108{,}1 + j47{,}3\ MBA$$

$$\underline{S}_{Б4} = \frac{(\underline{S}_4)\cdot(l_1+l_2+l_3)+(\underline{S}_3+\underline{S}_5+\underline{S}_6)\cdot(l_1+l_2)+(\underline{S}_1+\underline{S}_2)\cdot(l_1)}{l_1+l_2+l_3+l_4} =$$

$$= 94{,}0 + j43{,}2 MBA$$

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_{L1} - \underline{S}_1 - \underline{S}_2 = 33 + j16{,}8 MBA$$

$$\underline{S}_{L3} = \underline{S}_{L4} - \underline{S}_4 = 22{,}02 + j8{,}34 MBA$$

$$\underline{S}_{L5} = \underline{S}_2 = 43 + j14{,}1 MBA$$

Баланс потужності:

$$\underline{S}_{L1} + \underline{S}_{L4} = 202{,}07 + j202{,}07 MBA$$

$$\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6 = 202{,}07 + j202{,}07 MBA$$

На основі довжин ліній та потужності, що передається по ним, ми визначимо напругу, використовуючи емпіричну формулу Іларіонова.

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (4.5)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_н} \quad (4.6)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

$U_н$ – зворотня номінальна напруга.

Відповідно до методу економічної густини струму, розраховується економічний переріз за такою формулою:

$$F_e = \frac{I_м}{j_e} \quad (4.7)$$

де F_e – економічний переріз проводу, мм^2;

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

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

У цьому проекті для будівництва ліній електропередачі (ЛЕП) використовуються алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників подано в таблиці 1.17.

Таблиця 1.17 – Економічна густина струму, А/мм^2

Проводи	$T_{нб}$, год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Алюмінієві неізольовані проводи	1,3	1,1	1,0

У таблиці 1.18 подані обчислені значення потоків потужності та струмів для ліній при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.18 – 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	108,06+47,31i	162	-	619,1	309,6
Л2	33,06+16,81i	79,3	-	194,7	97,3
Л3	22,02+8,35i	85,5	-	123,6	61,8
Л4	94,02+43,25i	154,1	-	543,2	271,6
Л5	43+14,1i	119,9	-	237,5	118,8
Л6	0,53+0,23i	14,3	33,4		-
Л7	0,55+0,33i	14,4	37		-

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

У таблиці 1.19 представлені результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраного перерізу провідників та їх номінально допустимого струму.

Таблиця 1.19 – Вибір проводів мережі

Лінія	$I_{ном}$, $А$	$U_{ном}$, $кВ$	Дані проводу		$I_{доп}$, $А$
			F_e, $мм^2$	Марка проводу	
Л1	309,6	220	281,5	АС-300/39	690
Л2	97,3	220	88,5	АС-240/32	605
Л3	61,8	220	56,2	АС-240/32	605
Л4	271,6	220	246,9	АС-300/39	690
Л5	118,8	220	108	АС-240/32	605
Л6	33,4	10	30,4	АС-35/6,5	175
Л7	37	10	33,6	АС-35/6,5	175

1.4.3 Орієнтовний вибір компенсуючих пристроїв

Компенсаційні засоби, такі як статичні конденсатори та синхронні компенсатори, мають забезпечити зниження реактивної потужності, що витрачається з електричної мережі. Пропонується враховувати рівень реактивної потужності на шинах вторинної напруги підстанцій, не враховуючи споживання лініями та трансформаторами..

При виборі типу та кількості компенсуючих пристроїв важливо враховувати кількість та вид трансформаторів на підстанції. Наприклад, якщо на підстанції необхідно встановити два трансформатори, то потужність компенсуючих пристроїв має бути розділена між ними, а також на кожну обмотку трансформатора нижчої напруги. У таких ситуаціях бажано віддавати перевагу комплектним конденсаторним установкам, за умови, що вони відповідають вимогам потужності, а використання синхронних компенсаторів рекомендується лише при великих потужностях.

Вибір та його результати для компенсуючих пристроїв представлено табл. 1.20.

Таблиця 1.20 – Результати вибору реактивних установок

№ ПС	P_M, МВт	$tg\varphi$	$tg\varphi_б$	Q_k, МВар	Кількість і тип компенсуючих пристроїв
1	32	0,426	0,21	6,9	2хУКЛ(П)56-10,5-3150 УЗ
2	43	0,672	0,21	19,9	2хКС-10
3	54	0,54	0,21	17,8	2хКС-10
4	72	0,329	0,21	8,6	4хУКЛ(П)56-10,5-2250 УЗ

1.4.4 Підбір трансформаторів для схеми Б

Ми встановлюємо потужність кожного з трансформаторів. На підстанції з одним трансформатором його потужність повинна бути не меншою за максимальну потужність споживачів, яку він постачає.

$$S_{т_{ном}} \geq S_{розр} = S_{i_{max}} \quad (4.8)$$

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

$S_{розр}$ – потужність однотрансформаторної підстанції, МВА (кВА);

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

На підстанціях, де є два трансформатори, потужність їх повинна забезпечувати можливість компенсації перенапруги для споживачів у випадку відмови одного з трансформаторів. Тому потужність кожного трансформатора обирається з урахуванням його можливості перенапруги за такою умовою:

$$S_т \geq S_{розр} = \frac{S_{i_{max}}}{1,4} \quad (4.9)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора визначається за наступною формулою:

$$К_з = \frac{S_{розр}}{S_{т ном}} \quad (4.10)$$

Параметр завантаження трансформатора визначає, наскільки можливе збільшення потужності споживачів і розширення мережі.

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію [3]. Для споживачів II категорії рекомендується встановлювати по два трансформатори на підстанцію. При цьому передбачається можливість живлення від одного трансформатора у разі наявності централізованого резерву трансформаторів та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом однієї доби. Для споживачів III категорії рекомендується встановлювати один трансформатор на підстанцію. Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.21.

Таблиця 1.21 – Вибір трансформаторів для схеми Б

№ ПС	*S, MBA*	Категорія споживача	$N_{тр}$	Sрозр (1-го тр), МВА	Sном (1-го тр), МВА	$K_з$	Марка тр-ра
1	32,8	I	2	23,4	25	0,656	ТРДН-25000/220
2	43,90	III	1	43,9	63	0,697	ТРДЦН-63000/220
3	54,8	I	2	39,1	40	0,685	ТРДН-40000/220
4	73,5	I	2	52,5	63	0,583	ТРДЦН-63000/220
5	0,6	II	2	0,4	0,63	0,476	ТМ-630/10
6	0,6	II	2	0,4	0,63	0,476	ТМ-630/10

Запас потужності дасть можливість у майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Для подальших розрахунків мережі необхідно визначити опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за такою формулою:

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta \text{P}_{\text{к}} \cdot U_{\text{вн}}{}^2}{S_{\text{ном}}{}^2} \quad (4.11)$$

$$\text{X}_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{вн}}{}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \quad (4.12)$$

де $R_{\text{т}}$ та $\text{X}_{\text{т}}$ –активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

$\Delta \text{P}_{\text{к}}$ - втрати короткого замикання, кВт;

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

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

$U_{\text{к}}$ – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у таблицях 1.21 та 1.22.

Таблиця 1.22 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора	$S_{ном}$, *МВА*	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_к$, %	$\Delta P_к$, *кВт*	$\Delta P_х$, *кВт*	$I_х$, %
			ВН	НН				
ТРДН-25000/220	25,00	±8*1,5%	230,00	11,00	12,00	150,00	42,00	1,10
ТРДН-40000/220	40,00	±8*1,5%	230,00	11,00	12,00	170,00	50,00	0,90
ТРДЦН-63000/220	63,00	±8*1,5%	230,00	11,00	12,00	300,00	82,00	0,80

Таблиця 1.23 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	Sном, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		Uном, кВ		Uк, %	ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Iх, %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, кВАр
		ВН	НН							
ТМ-400/10	0,40	–	10,00	0,40	4,50	5,50	0,92	10,60	12,00	3,7+10,6i
ТМ-630/10	0,63	–	10,00	0,40	5,50	8,20	1,50	8,50	18,90	2,12+8,5i

1.4.5 Визначення потужності та втрат напруги на відрізках мережі для схеми Б

Давайте зробимо розрахунок активного та реактивного опору ліній, а також їх зарядної потужності. Активний та реактивний опір лінії, Ом:

$$R_л = r_0 \cdot l_i \quad (4.13)$$

$$X_л = x_0 \cdot l_i \quad (4.14)$$

де $R_л$ та $X_л$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_л = R_л + j \cdot X_л \quad (4.15)$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_л = b_0 \cdot l_i \cdot {U_{ном}}^2 \quad (4.16)$$

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

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

Для ліній з напругою 10 кВ вплив зарядної потужності невеликий, тому його зазвичай не враховують. Результати розрахунків представлені у таблиці 1.24.

Таблиця 1.24 – Параметри ліній за схемою Б

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Qл, МВАр	Zл, Ом
			Z0, Ом/км	b0·10-6, См/км		
Л1	33,4	АС-300/39	0,098+0,429i	2,64	4,27	3,27+14,33i
Л2	6	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	0,76	0,73+2,61i
Л3	21,4	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	2,69	2,59+9,31i
Л4	32,2	АС-300/39	0,098+0,429i	2,64	4,11	3,16+13,81i
Л5	44	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	5,54	5,32+19,14i
Л6	3,2	АС-35/6,5	0,79+0,386i	-	-	2,53+1,24i
Л7	1,7	АС-35/6,5	0,79+0,386i	-	-	1,34+0,66i

Розглядаючи втрати холостого ходу у трансформаторах, згаданих у таблицях 1.25 та 1.26 цього документу, розрахунок втрат потужності в лініях виконується з кінця. На станціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток становить половину опору одного трансформатора. Формула для розрахунку втрат потужності в лінії така.:

$$\Delta S = \frac{P^2+Q^2}{U_{\text{ном}}{}^2} \cdot Z \qquad (4.17)$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z - опір ділянки, Ом.

Для виконання розрахунку падіння напруги від джерела живлення враховується, що напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, згідно з правилами [2].

Розрахунок напруги здійснюється за допомогою формули:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (4.18)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} - напруга у вузлі, кВ;

U_i - напруга у попередньому вузлі, кВ.

Відхилення напруги у кінці лінії від її номінального значення виражається у відсотках і розраховується за наступною формулою::

$$\mathrm{d} = 100\% - \frac{U_н}{\mathrm{U_{вузл}}} \cdot 100\% \quad (4.19)$$

Виконаємо аналіз замкнутої мережі, яка представлена на рисунку 1.2. Почнемо розрахунок з визначення точки розподілу потоку.

Отримані результати розрахунку потужності на кінцях ліній, на початку та втрат потужності в лініях представлено у таблиці 1.25. Результати розрахунку напруги в вузлах мережі показані у таблиці 1.26.

Таблиця 1.25 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$	$I_{роз}, A$	$I_{доп}, A$
Л1	105,55+25,86i	0,8+3,5i	106,35+27,23i	288,1	690
Л2	29,94+9,19i	0,01+0,05i	29,95+8,86i	82	605
Л3	42,44+10,42i	0,1+0,37i	42,54+9,45i	114,4	605
Л4	97,8+25,31i	0,67+2,91i	98,47+26,17i	267,4	690
Л5	43,24+10,64i	0,22+0,78i	43,46+8,65i	116,3	605
Л6	0,53+0,23i	0,008+0,004i	0,54+0,23i	33,9	175
Л7	0,55+0,33i	0,006+0,003i	0,56+0,33i	37,5	175

Таблиця 1.26 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$
1-1'	32+7,3i	0,07+1,96i	32,15+9,78i
2-2'	43+8,9i	0,16+4,01i	43,24+13,41i
3-3'	55,08+9,75i	0,18+5,13i	55,36+15,6i
4-4'	72+14,7i	0,22+5,62i	72,38+21,33i
5-5'	0,527+0,225i	0,01i	0,527+0,275i
6-6'	0,551+0,327i	0,02i	0,551+0,387i

$$S_{\text{Б}} = 248 + 62{,}05j \text{ МВА}$$

Таблиця 1.27 – Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
Б	230	230	-
1	220	227	-
2	220	225,1	-
3	220	227,1	-
4	220	227,2	-
1'	220	223,1	
2'	220	219,2	
3'	220	221,8	
4'	220	222,4	
1"	10	10,1	-3
2"	10	9,92	-3
3"	10	9,85	-4
4"	10	9,88	-4
5	10	9,85	-
6	10	9,85	-
5'	0,38	0,388	-
6'	0,38	0,386	-

На рис. 1.4 показано схему заміщення мережі Б.

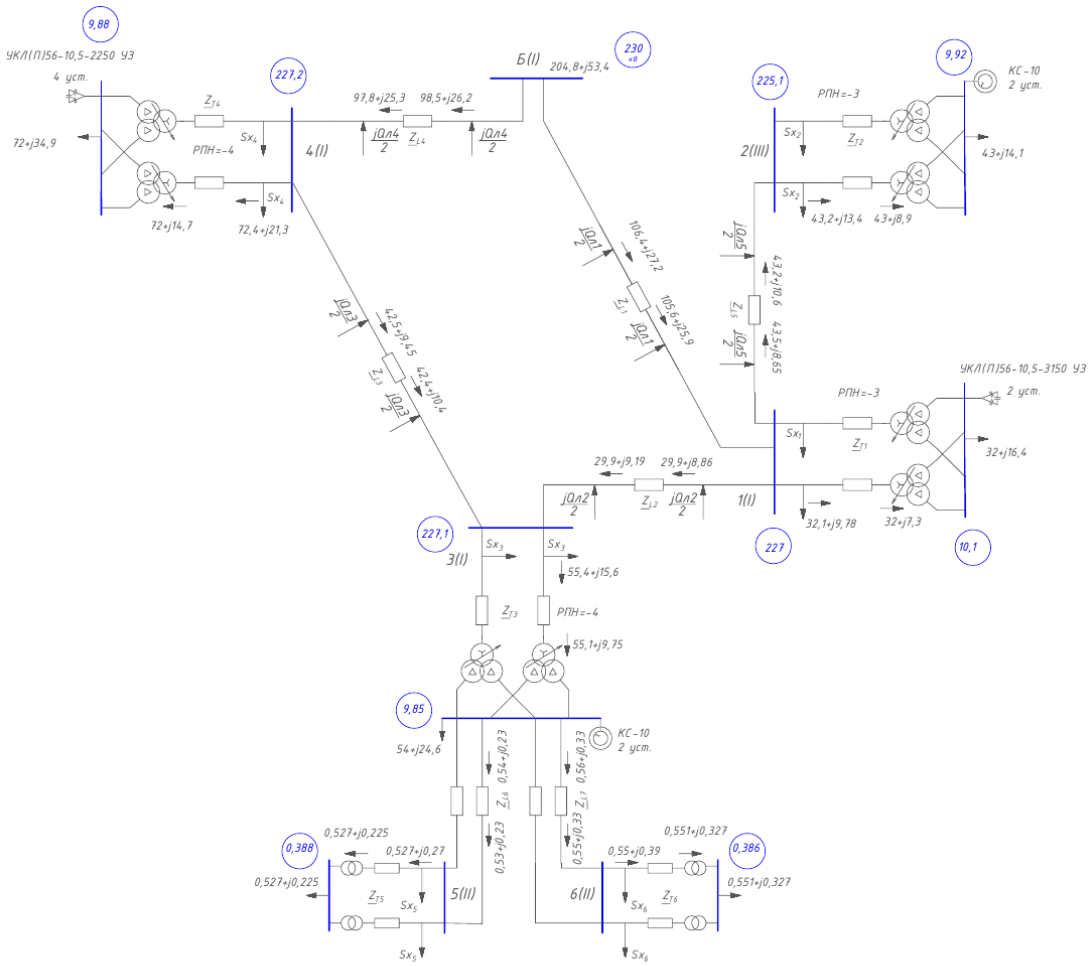


Схема заміщення мережі Б в нормальному режимі роботи

Рисунок 1.4 – **Схема заміщення мережі Б в нормальному режимі роботи**

1.5 Технічно-економічне порівняння двох варіантів схем електричної мережі

Метою техніко-економічного порівняння є визначення найбільш перевагливої опції серед двох альтернатив. Це визначається через мінімізацію приведених витрат, що розраховуються за допомогою формули.

Під час оцінки втрат електроенергії важливими факторами є час максимальних навантажень, тривалість втрат та самі втрати в електричних мережах та трансформаторах. Час максимальних втрат обчислюється за формулою:

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

Втрати в лініях: $$\Delta W_Л = (\frac{S_{нб}}{\bigcup_н})^2 R_Л \tau$$

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

Таблиця 1.28 – Результати розрахунку втрат електроенергії в схемі А

Ділянка мережі	$T_{нб}, год$	$\tau, год$	$\Delta W, МВт \cdot год$
Л1	4166	2561	2228,07
Л2	4917	3322	232,54
Л3	5170	3600	252
Л4	5170	3600	144
Л5	5100	3522	2923,26
Л6	5240	3678	29,42
Л7	4550	2937	17,62
Т1	3670	2112	848,6
Т2	4530	2916	1167,4
Т3	5170	3600	1524
Т4	5720	4243	2335,1
Т5	5240	3678	0
Т6	4550	2937	0
Сумарні втрати			11702

Загальний обсяг енергії, що передається:

$$W = 1051641(\text{МВт} \cdot \text{год.})$$

Процент втрат електроенергії у відношенні до загального обсягу енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1{,}113\ \%$$

Таблиця 1.49 – Результати розрахунку втрат електроенергії в схемі Б

Ділянка мережі	$T_{нб}, год$	$\tau, год$	$\Delta W, МВт \cdot год$
Л1	4801	3197	2557,6
Л2	5170	3600	36
Л3	5170	3600	360
Л4	5481	3958	2651,86
Л5	4530	2916	641,52
Л6	5240	3678	29,42
Л7	4550	2937	17,62
Т1	3670	2112	848,6
Т2	4530	2916	1167,4
Т3	5170	3600	1524
Т4	5720	4243	2335,1
Т5	5240	3678	0
Т6	4550	2937	0
Сумарні втрати			12169

Загальний обсяг енергії, що передається:

$$W = 1247288 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

Процент втрат електроенергії у відношенні до загального обсягу енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 0{,}975\%$$

Як висновок з попередніх розрахунків та техніко – економічними показниками двох варіантів мережі, для подальшого проектування обираємо варіант схеми Б. Усі подальші розрахунки будемо проводити тільки за цією схемою.

1.6 Режим роботи при аварії в електричній схемі Б

У випадку аварійного режиму роботи, перерва в електропостачанні споживачів І категорії допускається лише до моменту автоматичного віднов-

лення живлення. Щодо споживачів ІІ категорії, перерва в електропостачанні може мати місце лише на період, необхідний для включення резервного живлення через дії чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

У аварійному режимі у відповідності з правилами [2] дозволяється відхилення від номінальної напруги ±10%. Проведемо розрахунок за аналогічним методом. Результати обчислення потужності під час аварійного режиму наведено у таблиці 1.30.

Таблиця 1.30 – Результати розрахунків потужності в лініях під час аварійного режиму

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$	$I_{роз}, A$	$I_{доп}, A$
Л1	0	0	0	0	690
Л2	75,39+22,81i	0,09+0,33i	75,48+22,76i	206,9	605
Л3	130,84+37,02i	0,99+3,56i	131,83+39,24i	361	605
Л4	204,21+58,52i	2,95+12,88i	207,16+69,35i	573,3	690
Л5	43,24+10,64i	0,22+0,78i	43,46+8,65i	116,3	605
Л6	0,53+0,23i	0,008+0,004i	0,54+0,23i	33,9	175
Л7	0,55+0,33i	0,006+0,003i	0,56+0,33i	37,5	175

Таблиця 1.31 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах під час аварійного режиму

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$
1-1'	32+7,3i	0,07+1,96i	32,15+9,78i
2-2'	43+8,9i	0,16+4,01i	43,24+13,41i
3-3'	55,08+9,75i	0,18+5,13i	55,36+15,6i
4-4'	72+14,7i	0,22+5,62i	72,38+21,33i
5-5'	0,527+0,225i	0,01i	0,527+0,275i
6-6'	0,551+0,327i	0,02i	0,551+0,387i

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у табл. 1.32.

Таблиця 1.52 – Результати розрахунків напруги у вузлах під час аварійного режиму

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U_{роз}, кВ$	Ступінь РПН
Б	230	230	-
1	220	220,5	-
2	220	218,6	-
3	220	221	-
4	220	224	-
1'	220	216,5	
2'	220	212,6	
3'	220	215,6	
4'	220	219,2	
1"	10	9,8	-3
2"	10	9,62	-3
3"	10	9,58	-4
4"	10	9,74	-4

5	10	9,53	-
6	10	9,48	-
5'	0,38	0,375	-
6'	0,38	0,371	-

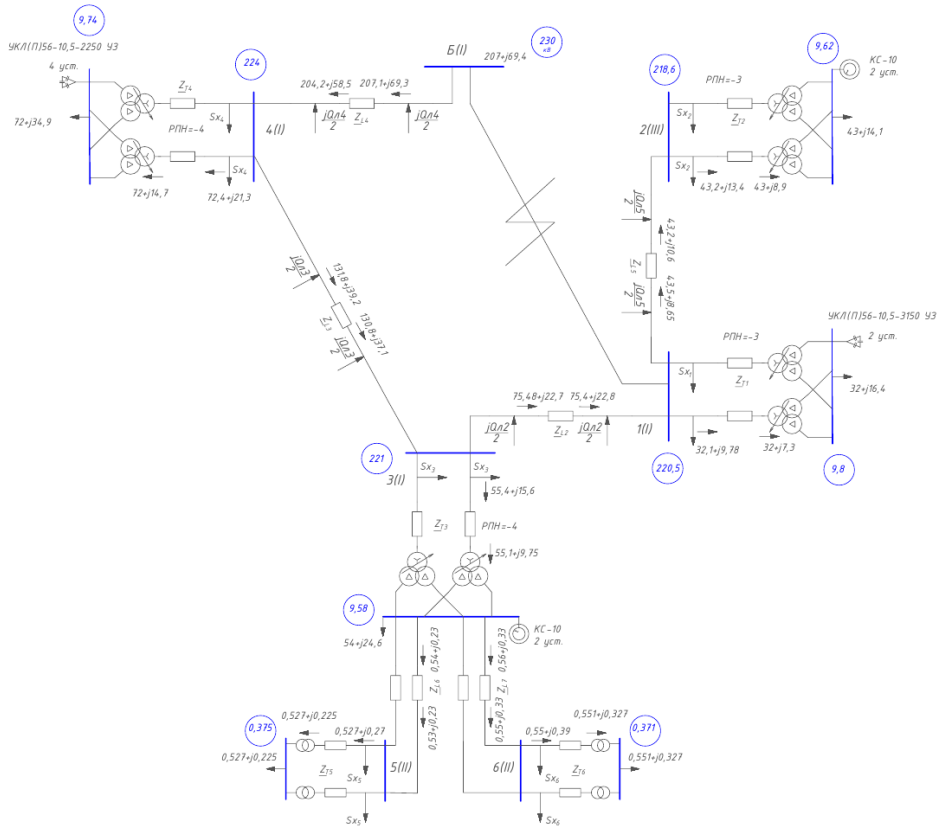


Схема заміщення мережі Б в аварійному режимі роботи

Рисунок 1.5 – Схема заміщення мережі при аварійному режимі роботи схеми Б

1.7 Режим найменшого навантаження електричної мережі схеми Б

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

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min} \quad (1.24)$$

де P_{max} – потужність максимального режиму;

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

Розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунку потужності під час мінімального режиму показано у табл. 1.33.

Таблиця 1.33 – Результати розрахунків потужності під час мінімального режиму

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$	$I_{роз}, A$	$I_{доп}, A$
Л1	55,08-5,93i	0,21+0,91i	55,29-7,16i	146,3	690
Л2	15,8+2,75i	0,01i	15,8+2,38i	41,9	605
Л3	21,86+1,31i	0,03+0,09i	21,89+0,06i	57,4	605
Л4	51,17-1,51i	0,17+0,75i	51,34-2,82i	134,9	690
Л5	22,48-6,18i	0,06+0,21i	22,54-8,74i	63,4	605
Л6	0,53+0,23i	0,008+0,004i	0,54+0,23i	33,9	175
Л7	0,55+0,33i	0,006+0,003i	0,56+0,33i	37,5	175

Таблиця 1.34 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	$S^{поч}, MBA$	$\Delta S, MBA$	$S^{кін}, MBA$
1-1'	16,64+0,8i	0,02+0,5i	16,74+1,82i
2-2'	22,36-5i	0,04+1,09i	22,48-3,41i
3-3'	29,16-4,25i	0,05+1,42i	29,31-2,11i
4-4'	37,44+3,3i	0,06+1,47i	37,66+5,78i
5-5'	0,527+0,225i	0,01i	0,527+0,275i
6-6'	0,551+0,327i	0,02i	0,551+0,387i

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у табл. 1.35.

Таблиця 1.65 – Результати розрахунку напруги у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	$U_{ном}$, кВ	$U_{роз}$, кВ	Ступінь РПН
Б	230	230	-
1	220	229,6	-
2	220	229,6	-
3	220	229,5	-
4	220	229,4	-
1'	220	228,8	
2'	220	230,9	
3'	220	230,1	
4'	220	228	
1"	10	10,36	-3
2"	10	10,45	-3
3"	10	10,22	-4
4"	10	10,13	-4
5	10	10,22	-
6	10	10,22	-
5'	0,38	0,403	-
6'	0,38	0,401	-

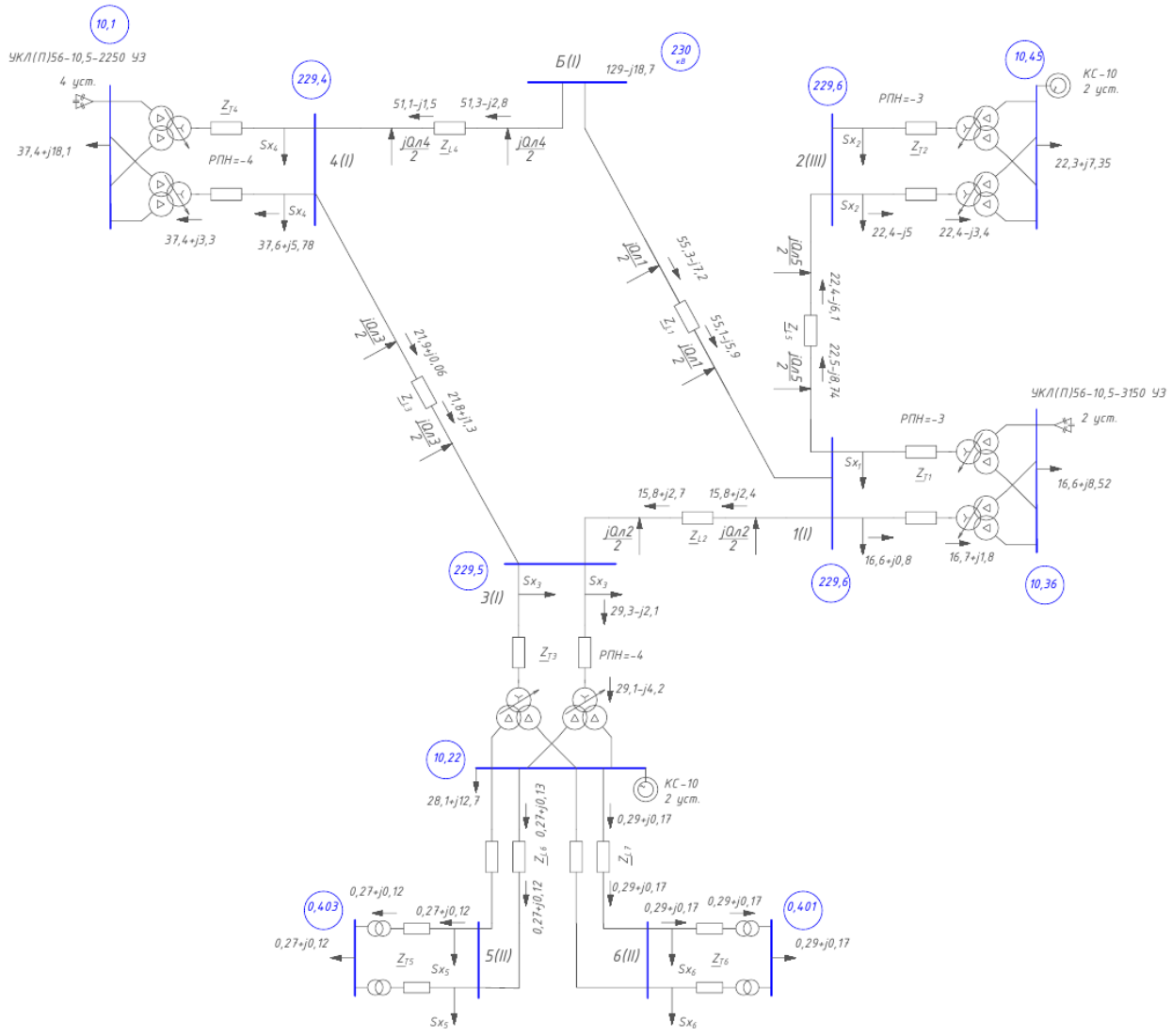


Схема заміщення мережі Б в мінімальному режимі роботи

Рисунок 1.6 – Схема заміщення мережі Б при мінімальному режимі

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТИРЧНОЇ ЧАСТИНИ

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

Вибираємо трансформатор на основі вихідних даних.

Таблиця 2.1.

Sкз.С, МВА	t, ºС
2500	-10

Таблиця 2.2. Графік використання електроенергії

№ / Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
6	45	40	60	90	80	75	75	90	100	125	130	120

На рис. 2.1 зображено схему заміщення розподільчої мережі. Обираємо двотрансформаторну підстанцію №2 для подальшого розрахунку. Додаткові вихідні дані показано в наступній таблиці 2.3.

P, МВт	$\cos\varphi$	XL1, Ом	XL2, Ом
54	0,91	17,41	12,37

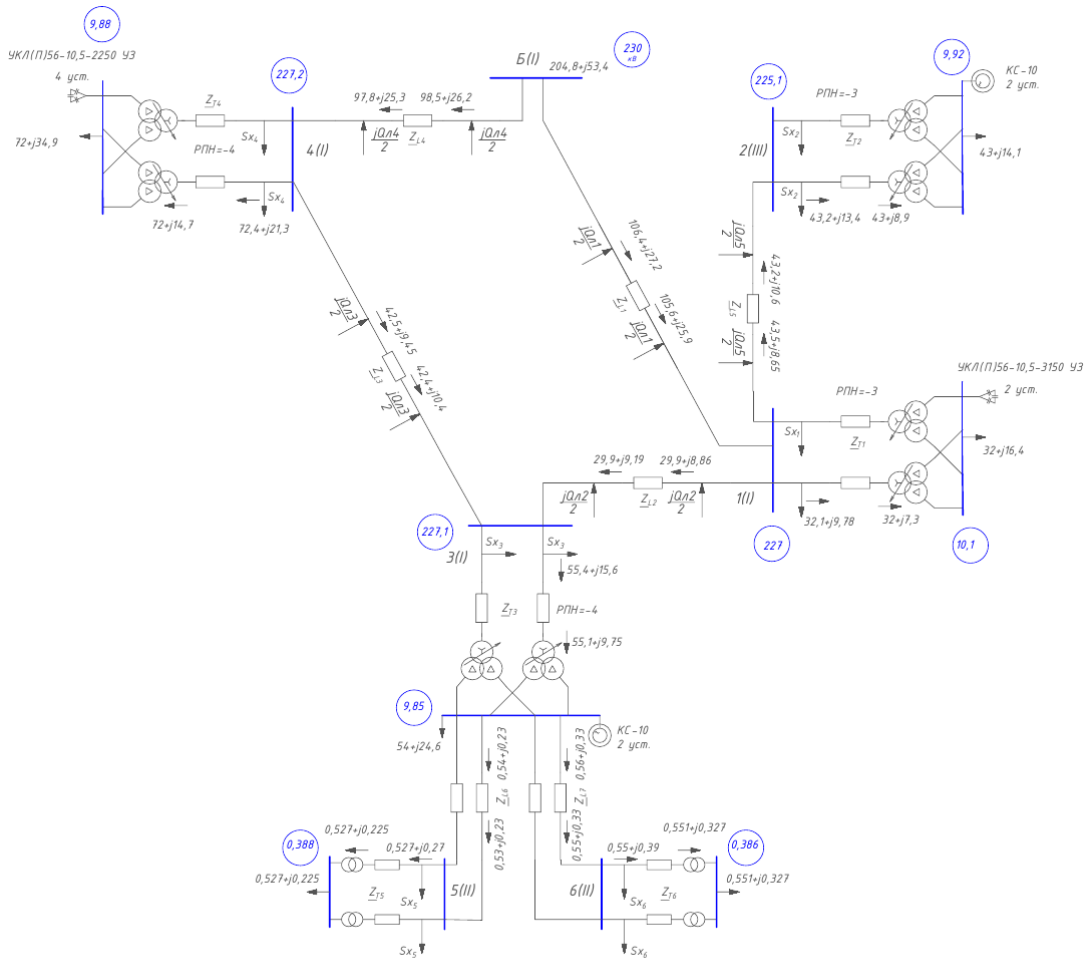


Схема заміщення мережі Б в нормальному режимі роботи

Рисунок 2.1 – Схема заміщення мережі

Визначаємо номінальну потужність трансформатора

$$S_{\text{ном}} = \frac{\text{P}_{\text{ном}}}{cos\varphi} = \frac{54}{0{,}91} = 54{,}2(\text{МВА})$$

Знаходимо $S_{\text{тр}}$

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{ном}}}{1{,}4} = \frac{54{,}2}{1{,}4} = 38{,}7\ (\text{МВА})$$

Вибираємо трансформатор відповідно до його номінальної потужності.

$$S_{\text{ном}} = 40\ (\text{МВА})$$

Обчислюємо навантаження в кожну годину за допомогою формули:

$$S_{\text{п}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot \%}{100}$$

2.2 Розглянемо систематичний режим при роботі двох трансформаторів

Результати заносимо до таблиці 2.4:

Таблиця 2.4

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Нав-ня, МВА	17,4	15,5	23,2	34,8	31,0	29,0	29,0	34,8	38,7	48,4	50,3	46,5

Створюємо графік навантаження (Рисунок 2.2).

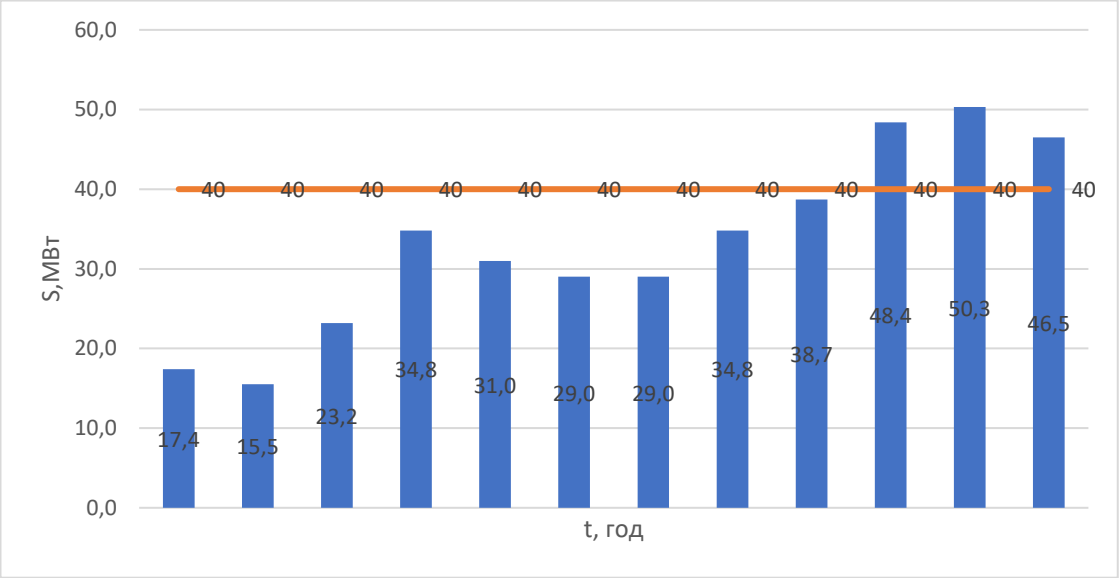


Рисунок 2.2 - Графік навантаження при аварійному режимі роботи одного трансформатора ТРДЦН – 40000/220

$$K_1 = \frac{1}{40}\sqrt{\frac{15{,}5^2 \cdot 2 + 17{,}4^2 \cdot 2 + 23{,}2^2 \cdot 2 + 29 \cdot 4 + 31^2 \cdot 2 + 34{,}8^2 \cdot 4 + 38{,}7 \cdot 2}{6}}$$

$$= 0{,}729$$

$$K_2 = \frac{1}{40}\sqrt{\frac{46{,}5^2 \cdot 2 + 48{,}4^2 \cdot 2 + 50{,}3^2 \cdot 2}{6}} = 1{,}211$$

Максимальне перевантаження трансформатора обчислюється за допомогою наступної формули:

$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{\text{ном}}} = \frac{50{,}3}{40} = 1{,}258$$

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

$$K_2' = 0{,}9K_{max} = 0{,}9 \cdot 1{,}258 = 1{,}132$$

Так як $K_2' \geq K_2$ остаточно беремо $K_2 = 1{,}131$

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (-10 С) і часу перевантаження t = 6 годин,

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

$K_{2\text{ГОСТ}} = 1{,}6$

Для трансформаторів із системою охолодження Д. Порівнюємо значення K_2 за ГОСТом і реальне. Значення K_2 за ГОСТом (1,2) менше, ніж реальне $K_2 = 1{,}13$, тому обираємо трансформатор більшої номінальної потужності ТРДН-40000/220.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання потрібні для правильного вибору обладнання на сторонах 220 кВ і 10 кВ. Підстанція отримує живлення через дві тупикові лінії: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання зображена на рис. 2.1.

Розрахунок струмів короткого замикання проведемо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ живильної підстанції дорівнює $S_c = 2800$ МВА

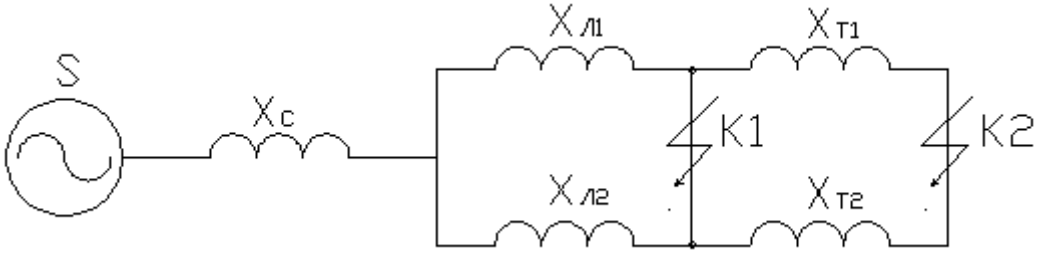


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для обчислення струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_Л^2}{S_c} = \frac{220^2}{2800} = 17{,}3 \text{ Ом}$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_Л = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{17{,}4 \cdot 12{,}4}{17{,}4 + 12{,}4} = 7{,}23 \text{ Ом}$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 40$ (МВА);

Опір трансформатора

$$X_{T1} = \frac{U_K\% \cdot U_H^2}{100 S_H} = \frac{11 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 127 \text{ Ом}$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1:

$$I_{K1} = \frac{U_Л}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_Л)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (17{,}3 + 7{,}23)} = 5{,}18 \text{ кА}$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^{В} = \frac{U_Л}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_Л + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (17{,}3 + 7{,}23 + 63{,}5)} = 1{,}44 \text{ кА}$$

Реальний СКЗ у точці K_2:

$$I_{K2} = I_{K2}^{\text{В}} \frac{220}{10} = 31{,}7 \text{ кА}$$

Ударний струм:

у точці K_1: $I_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot 1{,}61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1{,}61 \cdot 5{,}18 = 11{,}8$ кА

у точці K_2: $I_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot 1{,}61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1{,}61 \cdot 31{,}7 = 31{,}7$ кА

Припустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова струму короткого замикання залишаються постійними з плином часу, тому після проміжку, рівного часу відключення.

Аперіодична складова струму короткого замикання на момент розмикання 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: $T_a = 0{,}03$ с , $t = 0{,}06\ c$ для K_2: $T_a = 0{,}06$ с , $t = 0{,}1\ c$.

для K_1: $i_a = \sqrt{2} \cdot 5{,}18 \cdot e^{-\frac{0{,}06}{0{,}03}} = 0{,}665$ кА

для K_2: $i_a = \sqrt{2} \cdot 31{,}7 \cdot e^{-\frac{0{,}1}{0{,}06}} = 6{,}06$ кА

Інтеграл Джоуля

для K_1 $B_{K1} = I_{K1}^2(t + T_a) = 5{,}18^2(0{,}06 + 0{,}03) = 2{,}28$ (кА^{2}с)

для K_2 $B_{K2} = I_{K2}^2(t + T_a) = 6{,}06^2(0{,}1 + 0{,}06) = 150{,}5$ (кА^{2}с)

Таблиця 2.5 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ $i_{\text{у}}$, кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ i_a, кА	Інтеграл Джоуля B_{K2}, кА^{2}с
Шини 110 кВ ()	5,18	11,79	5,18	0,665	2,28
Шини 10 кВ ()	31,68	72,1	31,68	6,06	150,5

2.4 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв

Максимальний струм на зовнішньому боці трансформатора

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

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

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

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{max}^{\text{СВ}} = \frac{0{,}7 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{0{,}7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1617 \text{ А}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{max}^{\text{отх}} = \frac{1{,}4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 10} = \frac{1{,}4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 323 \text{ А}$$

2.4.1 Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кв.

Вибір вимикачів наведений у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Вибір вимикача на боці залежить від конкретних умов та вимог електричної мережі 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	147 А	3150 А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$, кА	5,18 кА	40 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	11,79 кА	102 кА
$I_{n\tau} \leq I_{\text{откНом}}$, кА	5,18 кА	40 кА
$I_{a\tau} \leq I_{a\ \text{ном}}$, кА	0,665 кА	4 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	2,28 кА2с	300 кА2с

Обираємо газовий вимикач типу елегазовий. 200-SFM40S.

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

Таблиця 2.7 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	3233 А	4000 А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$, кА	31,68 кА	40 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	72,1 кА	102 кА
$I_{n\tau} \leq I_{\text{откНом}}$, кА	31,68 кА	40 кА
$I_{a\tau} \leq I_{a\ \text{ном}}$, кА	6,06 кА	18 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	150,5 кА2с	8100 кА2с

Обираємо тип вимикача. ВРС-10-40/4000-УЗ.

Таблиця 2.8 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	1617 А	2000 А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$, кА	31,68 кА	40 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	72,1 кА	102 кА
$I_{n\tau} \leq I_{\text{откНом}}$, кА	31,68 кА	40 кА
$I_{a\tau} \leq I_{a\ \text{ном}}$, кА	6,06 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	150,5 кА2с	2976,75 кА2с

Обираємо тип вимикача. ВРС-10-40/2000-УЗ

2.4.3 Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 110 кВ

Таблиця 2.9 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	323 А	630 А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$, кА	31,68 кА	40 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	72,1 кА	102 кА
$I_{n\tau} \leq I_{\text{откНом}}$, кА	31,68 кА	40 кА
$I_{a\tau} \leq I_{a\ \text{ном}}$, кА	6,06 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	150,5 кА2с	2976,75 кА2с

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

Таблиця 2.10 – Вибір роз'єднувача 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	147 А	630 А
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	11,79 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	2,28 кА2с	4800 кА2с

Обираємо вимикач типу РДЗ-1-220/630 УХЛ1.

2.5 Вибір трансформаторів власних потреб

Для власних потреб використовуються трьохфазні силові масляні трансформатори з маркуванням ТД, ТДН, ТРДН. Ці пристрої призначені для перетворення електричної енергії в електроенергетичних системах та для живлення різних споживачів у мережах змінного струму частотою 50 Гц, включаючи використання на власних потребах електростанцій.

У трансформаторах передбачена можливість регулювання напруги, відоме як регулювання під навантаженням (РПН). Це означає, що перемикання трансформатора на інший щабель регулювання може здійснюватись у робочому стані.Трансформатори комплектуються:

- системою охолодження з індикацією рівня охолоджуючого рідини;

- мастильним індикатором для контролю рівня мастила у баці;

- мастильним індикатором для контролю рівня мастила у відсіку регулювання напруги під навантаженням;

- датчиком температури трансформатора (застосовується для трансформаторів потужністю 1000 кВА та більше);

- датчиком температури пристрою регулювання напруги під навантаженням;

- газовим реле для контролю викидів газу та взяття проби мастила (використовується для трансформаторів потужністю 1600 кВА та більше);

- газовим реле для пристрою регулювання напруги під навантаженням;

- пристроєм для захисту від перекочування в поздовжньому та поперечному напрямках (використовується для трансформаторів потужністю 1000 кВА та більше).

Споживачами власних потреб є експлуатаційні мережі, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, системи опалення тощо. Розрахунок потужності цих споживачів наведено у таблиці 2.11..

Таблиця 2.11 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

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

На станції планується встановлення двох трансформаторів для власних потреб, кожен з них має потужність:

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

Вибираємо два трансформатори власних потреб ТМ-100/10, кожен з потужністю 100 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на 137,93% від номінального значення, що є прийнятним..

2.6 Вибір електровимірювальних приладів

2.6.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)

Вимірювальні трансформатори становлять окремий клас спеціальних трансформаторів та мають такі призначення:

а) розширення діапазону вимірювання приладів, таких як амперметри та ватметри;

б) подача живлення на струмові обмотки лічильників електричної енергії.

Основними компонентами вимірювального трансформатора є первинна обмотка, вторинна обмотка та магнітопровід (ядро).

2.6.1.1 Вибір ТС на стороні 220 кВ

На високовольтному боці силового трансформатора в ланцюзі розташовані амперметр, ватметр і варметр. Розрахунок навантаження на другорядній стороні трансформатора струму подано в таблиці 2.12..

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1	0,5	Амперметр	Э-335
Ватметр	Д350	1,5	0,5	Ватметр	Д350
Варметр	Д345	1,5	0,5	Варметр	Д345
Сумарне навантаження			1,5	Сумарне на-вантаження	

Обираємо трансформатор струму наведено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Трансформатор струму у високовольтному колі силового трансформатора.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	220	220
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	147	200
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	11,79	25
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	2,28	288

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 2200-У1.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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 мм^2 для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 85$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

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

2.6.1.2 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. 2.14.

Таблиця 2.14 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			A	B	C
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

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

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

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

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 50$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

що менше ніж 0,84 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	3233	4000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	72,1	81
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	150,5	288

2.6.1.3 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. 2.16.

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			A	B	C
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 5.6.

Таблиця 2.17 – Трансформатор струму секційної комірки

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	1617	2000
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	72,1	81
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	150,5	288

Обираємо трансформатор струму ТШЛ 10-УЗ.

Щоб перевірити вторинне навантаження, визначаємо опір приладів.

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

Опір сполучних проводів не повинен перевищувати значення, розраховане за формулою:

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

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

2.6.1.4 Лінії, що відходить 10 кВ

На стороні низької напруги силового трансформатора встановлений амперметр. Вторинне навантаження трансформатора струму розраховано та представлено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження трансформаторів струму визначено за розрахунками та наведено в таблиці

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			A	B	C
Амперметр	Е-335	1	0,5	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			5,5	0,5	5,5

Для перевірки вторинного навантаження проводимо розрахунок опору приладів.

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

Опір з'єднуючих проводів повинен відповідати значенню, яке визначається згідно з формулою.:

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

Згідно з вимогами щодо механічної міцності, переріз з'єднуючих проводів для мідних жил повинен бути не менше ніж 2,5 квадратних міліметрів..

Перетин жил враховуючи довжину кабеля $l = 40$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

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

Загальний опір струмового кола

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

Перетин жил, який гарантує опір менше 0,88 Ом, що припустимий для роботи трансформатора в класі точності 0,5.

Наведені розрахункові параметри трансформатора струму. у табл. 2.19.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$, кВ	10	10
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А	323	400
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА	72,1	100
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА^{2}с	150,5	288

Обираємо трансформатор струму ТЛМ 10-У3

2.6.2 Вибір трансформаторів напруги

2.6.2.1 Трансформатор напруги на боці ВН

Для вибору трансформатора напруги потрібно визначити потужність його вторинної обмотки. Розглянемо прилади, які підключені до трансформатора напруги з боку високої напруги і занесемо їх до таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Встановлення	Потужність	К-ть. обм.	cos	К-ть	Потужність	
						P	Q
Ваттметр	ПЛ - 220 кВ	1,5	2	1	2	6	0
Варметр		2	2	1	2	8	0
Фіксатор імпульсної дії		3	1	1	2	6	0

Ми визначаємо вторинну потужність трансформатора напруги за допомогою відповідної формули.:

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

Ми обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-220-58 із відповідними параметрами

2.6.2.2 Трансформатор напруги на боці НН

Ми визначимо вимірювальні прилади, які підключені до трансформатора напруги з боку низької напруги і занесемо їх до таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 – 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	І-674	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Лічильник реактивної енергії		І673	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Всього								168	350

Проведемо розрахунок вторинної потужності трансформатора напруги:

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

Оберемо вимірювальний трансформатор напруги типу НТМІ-10-66, з характеристиками, що зазначені в табличці 2.22.

Оскільки потужність трансформатора недостатня для роботи в класі точності 0,5, можна встановити по два вимірювальних трансформатори напруги на кожну секцію шини, з'єднавши їх у неповний трикутник.

Таблиця 2.22 – Технічні дані трансформаторів напруги

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

2.7 Вибір струмопровідні збірні шин

Струмопроводи та кабелі на боці низької (середньої) напруги підстанції В РУ 220 кВ обладнані гнучкими шинами, виготовленими зі сталеалюмінієвих проводів марки АС.

1) Вибір цих шин обумовлено їхньою економічною вигодою за щільністю струму.

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

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

$j_e = 1{,}1$ – для неізольованих мідних проводів (при $T_{\text{нб}} = 4800$ год - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{min} = \frac{147}{1{,}1} = 133 \text{ мм}^2$$

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

2) Перевіряється обраний переріз на відповідність допустимому струму.

$$I_{max} = 147 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$$

3) Перевіряється, чи відповідає обраний переріз гнучких шин вимогам щодо термічної стійкості під час короткого замикання.

$$q_{min} \leq q_{\text{розр}}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{3{,}13}}{91 \cdot 10^{-3}} = 16{,}6 \text{ мм}^2$$

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

Умова виконується $16{,}6\text{мм}^2 \leq 240 \text{ мм}^2$.

4) Ми не проводимо перевірку гнучких шин на їхню електродинамічну стійкість при короткому замиканні, оскільки за нашими розрахунками значення струму короткого замикання (I_кз) дорівнює 5,18 кА, що не задовольняє умову I_кз > 20 кА.

5) Проводимо перевірку на виникнення корони. Згідно вимог, переріз проводів для напруги 110 кВ повинен бути не менше 240 мм^2, що робить провід АС–240/32 прийнятним відповідно до цих умов.

6) У мережі РУ 10 кВ використовуються тверді шини, які перевіряються на нагрівання, щоб забезпечити, що температура провідника не перевищує допустимого значення, забезпечуючи таким чином дотримання умов по нерівності.:

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

$$I_{\text{роб.нб}} = 3233 \text{ А}$$

По $I_{\text{раб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу $1 \times 100 \times 45 \times 6$мм, переріз ($1010$ мм^2), для цих шин $I_{\text{доп}} = 3500$ А.

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

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

$k_{\text{п}}$ – Коефіцієнт корекції струму враховується для розрахунку при умовній температурі середовища 25°С, нормативна температура становить 70°С, а фактична температура середовища – 20°С.

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot k_{\text{п}} = 3500 \cdot 1{,}05 = 3675 \text{ А}$$

$$3233 \leq 3675$$

Нерівність виконується.

2) Необхідно провести перевірку жорстких шин на термічну стійкість у разі короткого замикання.

$$q \geq q_{min}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{105}}{91 \cdot 10^{-3}} = 134{,}8 \text{ мм}^2$$

$$1 \times 6{,}95 \leq 134{,}8$$

Нерівність виконується.

3)Обрані шини, як правило, повинні бути перевірені також на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини необхідно перевірити на вплив динамічних струмів короткого замикання та можливість виникнення резонансних явищ. Такі явища не виникають при короткому замиканні, якщо власна частота коливань шини становить менше 30 або більше 200 Гц. Частота власних коливань мідних шин визначається за формулою

Частота власних коливань шинної конструкції

$$f_0 = \frac{173{,}2}{l^2}\sqrt{\frac{J_{y0-y0}}{q}},$$

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

J_{y0-y0} – Момент інерції шини коробчастого перерізу відносно осі, яка перпендикулярна до напряму згинальної сили, см^4;

q - поперечний переріз шини, см^2.

$$f_0 = \frac{173{,}2}{1^2}\sqrt{\frac{18{,}5}{10{,}1}} = 234{,}4 \text{ Гц}$$

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

4) Перевірка міцності шини

Напруження в матеріалі шин від взаємодії фаз розраховується за допомогою формули, МПа:

$$\sigma_{\text{р}} = K_{\text{р}} \frac{i_{\text{у}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-2},$$

де $K_{\text{р}}$ – коефіцієнт, який враховує розташування шин ;

$i_{\text{у}}$ – ударний струм к.з., кА;

a – відстань між фазами, м;

W – момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до дії зусилля, см^3.

$$\sigma_{\text{ф}} = \sqrt{3} \frac{72{,}1^2 \cdot 1^2}{5{,}9 \cdot 0{,}8} \cdot 10^{-2} = 19{,}1 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

$$f_{\text{п}} = 0{,}05 \frac{i_{\text{у}}^2}{h},$$

де h – висота шин, м.

$$f_{\text{п}} = 0{,}05 \frac{72{,}1^2}{0{,}1} = 19{,}1 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили $f_{\text{п}}$, МПа:

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

де $W_{\text{п}} = W_{\text{у–у}}$

$$\sigma_{\text{п}} = \frac{2599 \cdot 1^2}{12 \cdot 5{,}9} = 36{,}7 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

$$55{,}79 \text{ МПа} \leq 82{,}3 \text{ МПа}$$

Виконання умови механічної міцності свідчить про правильний вибір шин.

2.8 Вибір принципової схеми первинних з’єднань підстанції

2.8.1 Компонування роподільних пристроїв

Для забезпечення надійної та безпечної експлуатації електромереж з напругою 35 кВ і вище при проектуванні схем необхідно враховувати такі вимоги: Ремонт вимикачів 110 кВ і вище має проводитися без відключення приєднаних ліній, щоб уникнути перерв у електропостачанні споживачів. Відключення повітряних ліній від розподільних пристроїв (РП) повинно здійснюватися за допомогою не більше двох вимикачів, що забезпечить гнучкість та надійність при комутаціях. Відключення трансформаторів блоків має відбуватися за допомогою не більше трьох вимикачів, забезпечуючи безпечну та ефективну процедуру.

При відключенні вимикачів у нормальному режимі РП не повинно відключати більше одного блока, а в ремонтному режимі - не більше двох блоків. Для РП-35-220 кВ з 12-16 приєднаннями, одну з двох систем секціонують, а при більшій кількості приєднань обидві системи секціонують.

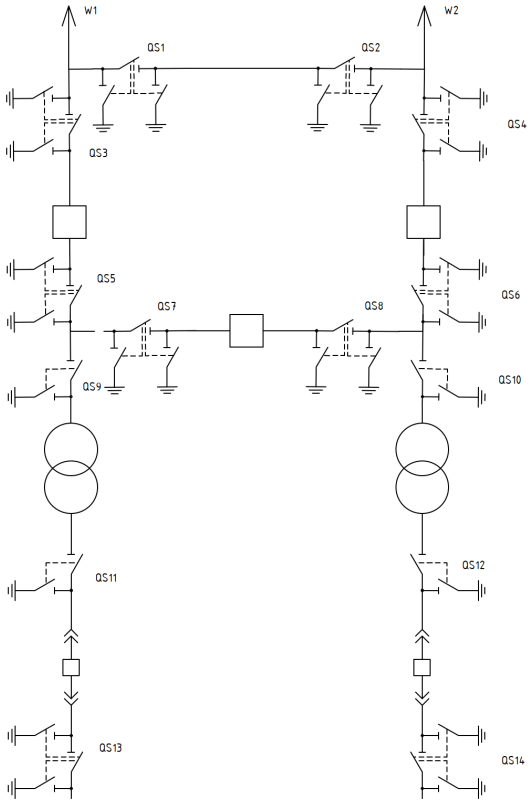


Рисунок 2.5 – Схема «місток» з трьома вимикачами

2.8.2 Вибір розподільних пристроїв, основні конструктивні рішення

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

РУ 6 і 10 кВ закритого типу (у будівлях, включаючи УТБ або полегшені конструкції) можуть використовуватися:

а) у районах, де через кліматичні умови (забруднення атмосфери або наявність снігових заметів) неможливо застосування КРУН;

б) при кількості шаф більше ніж 25;

в) за наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРУ 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і зберігання викатного візка в ЗРУ слід

передбачити спеціальне місце.

2.8.3 Заземлюючі пристрої підстанції

Усі електричні частини електроустановок, які зазвичай не перебувають під напругою, але можуть опинитися під нею через пошкодження ізоляції, повинні бути надійно заземлені. Це називається захисним заземленням.

Заземлення, призначене для забезпечення нормальних умов роботи апарата або електроустановки, називається робочим заземленням.

Для захисту обладнання від ушкоджень, спричинених ударами блискавки, застосовують грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, які підключаються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один загальний заземлювальний пристрій.

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Вихідні дані: Виконати розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатофазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю.

Опір системи $x_{с.макс} = 10$ Ом, $x_{с.мін} = 22$ Ом.

Таблиця 3.1

Номер варіанту	Тип трансформатора
6	АТДЦТН-125000/220/110

Паспортні дані трансоформатора:

Таблиця 3.2 – Вихідні дані для розрахунку.

Тип	Номінальна потужність, МВА	Межі регулю-вання, %	Схема і група з'єднання обмоток	Номінальна напруга об-моток, кВ			Втрати кВт		Струм ХХ %
				ВН	СН	НН	ХХ	КЗ	
АТДЦТН-125000/220/110	125	±12	Y/Y/Δ	230	121	10,5	34	277	0,045

Таблиця 3.3 Вихідні дані для розрахунку.

Тип	Sном, МВА	Межі регулю-вання	Каталожні дані					
			Uном, обмоток, кВ			Uк, %		
АТДЦТН-125000/220/110	125	±6*2%	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
			230	121	6,6;11;38,5	11	45	28

Таблиця 3.4- Вихідні дані для розрахунку.

Тип	Каталожні дані					Розрахункові дані						ΔQx, кВАр
	ΔPк, кВт			ΔPx, кВт	Iх, %	Rт, Ом			Xт, Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/220/110	305	-	-	65	0,5	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ)

Розраховуємо струми КЗ у максимальному і мінімальному режимах системи. Струми КЗ приведені до напруги 220 кВ.

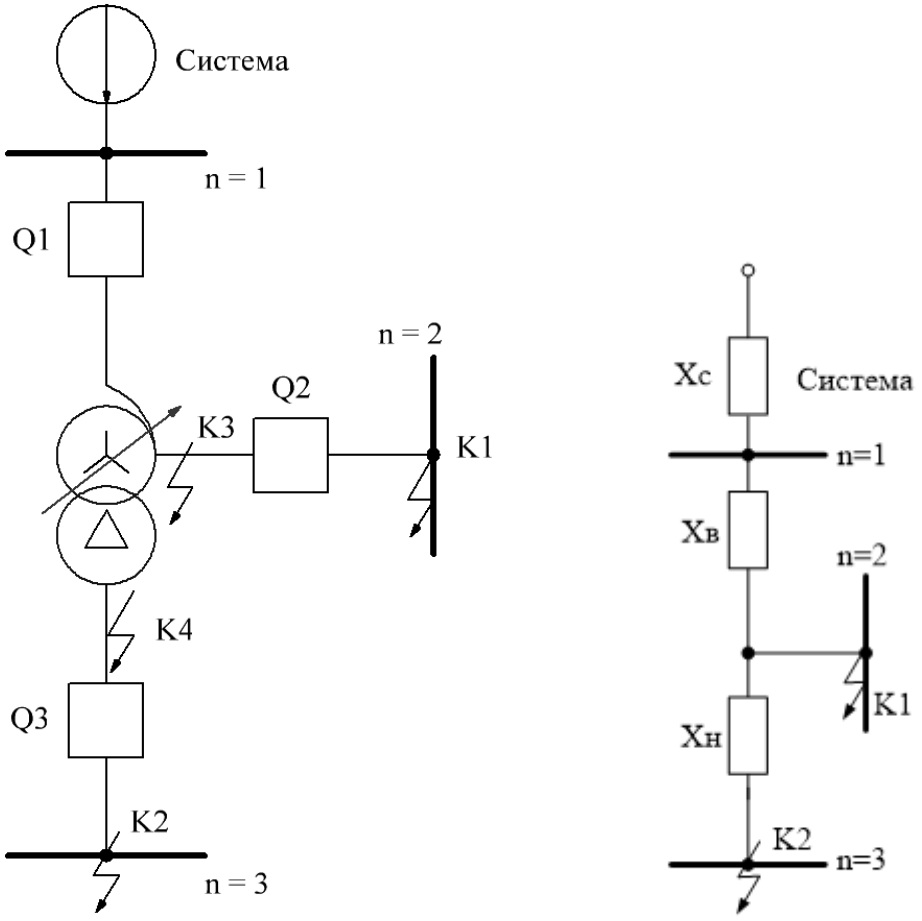


Рис. 3.1 – Схема включення і схема заміщення захищаємого трансформатора

Для складання схеми заміщення (рис. 2.1) розраховуються опори трансформатора. Знаходимо напругу $U_{кВС}$ з умови:

$$U_{кВ} = 0{,}5 * (U_{кВС} + U_{кВН} - U_{кСН}) = 0{,}5 * (11 + 45 - 28) = 14\ \%;$$

$$x_B = \frac{U_{кВ}}{100} * \frac{U_{ср.ном}^2}{S_m} = \frac{14}{100} * \frac{230^2}{125} = 59{,}248\ \text{Ом};$$

$$U_{кН} = 0{,}5 * (U_{кСН} + U_{кВН} - U_{кВС}) = 0{,}5 * (28\ +\ 45\ -\ 11)\ =\ 31\ \%;$$

$$x_н = \frac{U_{кН}}{100} * \frac{U_{ср.ном}^2}{S_m} = \frac{31}{100} * \frac{230^2}{125} = 131{,}192\ \text{Ом};$$

$x_c \approx 0.$

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ наближено можна прийняти:

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

звідси $x_{В.мін} = 59{,}248\ * (1 - 0{,}12)^2 = 45{,}882$ Ом;

$x_{В.макс} = 59{,}248\ * (1 + 0{,}12)^2 = 74{,}321$ Ом;

$x_{Н.мін} = 131{,}192 * (1 - 0{,}12)^2 = 101{,}595$ Ом;

$x_{Н.макс} = 131{,}192 * (1 + 0{,}12)^2 = 164{,}567$ Ом.

Струм КЗ на шинах середньої напруги (точка К1, рис. 2.1):

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{с.ном}}{\sqrt{3} * (x_{с.макс} + x_{В.мін})} = \frac{230}{\sqrt{3} * (10 + 45{,}882\ )} = 2{,}376\ \text{кА};$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{с.ном}}{2 * (x_{с.мін} + x_{В.макс})} = \frac{230}{2 * (22 + 74{,}321\ )} = 1{,}379\ \text{кА}.$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К2, рис. 2.1)

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{с.ном}}{\sqrt{3} * (x_{с.макс} + x_{В.мін} + x_{Н.мін})} = \frac{230}{\sqrt{3} * (10 + 45{,}882\ + 101{,}595\ )} =$$

$$= 0{,}843\ \text{кА};$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{с.ном}}{2 * (x_{с.мін} + x_{В.макс} + x_{Н.макс})} = \frac{230}{2 * (22 + 74{,}321 + 164{,}567)}$$
$$= 0{,}508 \text{ кА}.$$

3.2 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту

3.2.1 Попередній розрахунок диференціального захисту та вибір типу реле

Для кожного плеча диференціального захисту розраховуємо середні значення первинних і вторинних номінальних струмів. Ці значення ґрунтуються на номінальній потужності найпотужнішої обмотки трансформатора. Результати розрахунків представлені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.5 – Розрахунок струмів на первинній та вторинній обмотках трансформатора.

Назва величини	Розрахунковий вираз	Чисельне значення для сторони		
		230 кВ	121 кВ	10,5 кВ
Первинний номінальний струм трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} * U_{ном}}$	$\frac{125000}{\sqrt{3} * 230} =$ $= 313{,}777$	$\frac{125000}{\sqrt{3} * 121} =$ $= 596{,}436$	$\frac{125000}{\sqrt{3} * 10{,}5} =$ $= 6873$
Схема з'єднання обмоток трансформаторів струму		Y	Y	Δ
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	k_{TA}	500/5	800/5	8000/5
Коефіцієнт схеми	$k_{сх}^{(3)}$	1	1	$\sqrt{3}$

Вторинний струм у плечі захисту, А	$I_{2ном} = \frac{I_{ном} * k_{сх}^{(3)}}{k_{ТА}}$	$\frac{313,777 * 1}{500/5} = 3,138$	$\frac{596,436 * 1}{800/5} = 3,728$	$\frac{6873 * \sqrt{3}}{8000/5} = 7,440$

Для визначення струму спрацьовування захисту беруться до уваги дві умови розрахунку, і використовується більше з цих двох значень:

а) відстроювання від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з} = k_{від} I_{ном} = 1,3 * 313,777 = 407,910 \text{ А};$$

б) відстроювання від струму небалансу, виконується з урахуванням виразів:

$$I_{с.з} = k_{від}(k_{одн}\varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{к.макс(К1)}^{(3)} = 1,3 * (1,0 * 0,1 + 0,12 + 0,12) * * 2376 = 1050 \text{ А}.$$

Приймається $I_{с.з} = 1050$ А.

2. Для проведення попередньої перевірки чутливості захисту використовуються первинні струми, що виникають під час двофазного короткого замикання на стороні НН (точка К4, рис. 2.1):

$$k_ч = \frac{I_{к.мін(К4)}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{508}{1050} = 0,484 < 2.$$

3. Застосування реле типу РНТ в даному випадку недоцільне, оскільки воно не забезпечує необхідної чутливості захисту. Оскільки розрахунковим параметром є відстроювання від струму небалансу, рекомендується використовувати реле типу ДЗТ-11. Для реле ДЗТ-11 струм спрацьовування визначається за наступними умовами::

а) відстроювання від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з} = k_{від} I_{ном} = 1,5 * 313,777 = 470,665 \text{ А};$$

б) відстроювання від струму небалансу за КЗ на СН:

$$I_{с.з} = k_{від}(k_{одн}\varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{к.макс(К1)}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,12) *$$

$$* 2376 = 1212 \text{ А}.$$

в) відстроювання від струму небалансу за КЗ на НН:

$$I_{с.з} = k_{від}(k_{одн}\varepsilon + \Delta U_I)I_{к.макс(К2)} = 1{,}5(1{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}12) * 843 =$$

$$= 278{,}19 \text{ А}.$$

Для даного випадку пропонується використовувати реле типу ДЗТ-11 з гальмівною обмоткою, підключеною до сторони СН. Завдяки цьому гальмування гарантує відстроювання згідно з підпунктом 3б. Струм спрацьовування захисту визначається як максимальне значення з двох величин 3а:

$$I_{с.з} = 470{,}665 \text{ А}.$$

4. Визначають чутливість захисту під час КЗ на стороні НН за мінімального регулювання:

$$k_ч = \frac{I^{(2)}_{к.мін(К4)}}{I_{с.з}} = \frac{508}{470{,}665} = 1{,}079.$$

Хоча значення коефіцієнта $k_ч$ трохи нижче нормованого значення, при номінальному коефіцієнта трансформації струм КЗ буде дорівнювати:

$$I^{(2)}_{к.мін} = \frac{230000}{2(22 + 59{,}248 + 131{,}192)} = 541 \text{ А}.$$

Для досягнення необхідного рівня чутливості використовується відстроювання від струму небалансу при КЗ на НН (3в).

$$k_ч = \frac{541}{278{,}19} = 1{,}945 > 1{,}8.$$

Тоді захист із реле ДЗТ-11 може бути застосований.

3.3 Розрахунок параметрів реле ДТЗ-11

У таблиці 3.1 наведені значення первинних та вторинних струмів сторін трансформатора.

Аналіз даних таблиці показує, що за основну сторону слід прийняти сторону НН (10,5 кВ), оскільки вона має більший вторинний номінальний струм.

Струм спрацьовування реле захисту для основної сторони визначається за наступною формулою:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} k_{сх} \frac{U_{ср.ном}}{U_{номп}}}{k_{ТАп}} = \frac{278{,}19 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{230}{10{,}5}}{\frac{8000}{5}} = 6{,}597 \text{ А}.$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається:

$$w_{осн.розр} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{6{,}597} = 15{,}158.$$

Приймається $w_{\text{роб.осн}} = 15$ витка, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле $I_{с.р.осн} = \frac{100}{15} = 6.6$ А.

Розрахункові кількості витків для інших сторін трансформатора визначають:

для сторони 230 кВ $w_{\text{розр}I} = 15 * \frac{7{,}440}{3{,}138} = 35{,}564$. Приймається $w_I = 36$;

для сторони 121 кВ $w_{\text{розр}II} = 15 * \frac{7{,}440}{3{,}728} = 29{,}935$. Приймається $w_{II} = 30$.

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразом:

$$I_{с.з} = k_{від}(k_{одн}\varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) I_{к.макс(К2)} = 1{,}5(1{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}0122) *$$

$$* 843 = 293{,}617 \text{ А}.$$

де $\Delta w_I = \left|\frac{w_{Iрозр} - w_I}{w_{Iрозр}}\right| = \left|\frac{35{,}564 - 36}{35{,}564}\right| = 0{,}0122.$

Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле визначається:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} k_{сх} \left(\frac{U_{ср.ном}}{U_{номIII}}\right)}{k_{ТА(III)}} = \frac{293{,}617 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{230}{10{,}5}\right)}{\frac{8000}{5}} = 6{,}962 \text{ А}.$$

Струм небалансу захисту, що розраховується при короткому замиканні на стороні СН з урахуванням похибки вирівнювання та гальмування, визначається за наступною формулою:

$$I_{нб.розр} = k_{від}\left(k_{пер}\varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_{II}\right)I_{к.макс(К1)} =$$

$$= 1.5(1{,}0 \cdot 0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}12 + 0{,}0022) * 2376 \ = 1220 \text{ А}.$$

де $\Delta w_{II} = \left|\frac{w_{IIрозр} - w_{II}}{w_{IIрозр}}\right| = \left|\frac{29{,}935 - 30}{29{,}935}\right| = 0{,}0022.$

Кількість витків гальмівної обмотки визначається за допомогою формули:

$$w_{гальм} = \frac{k_{від} I_{нб.рарозр} w_{робп}}{I_{к.макс(К1)} tg\alpha} = \frac{1{,}5 \cdot 1220 \cdot 30}{2376 \cdot 0{,}75} = 30{,}8.$$

Таким чином, до встановлення на реле приймаються такі витки:

$w_I = 36$, $w_{II} = 30$, $w_{III} = 15$ и $w_{гальм} = 31$.

Рівень чутливості захисту оцінюється за первинними струмами при розрахунковому короткому замиканні на стороні НН, беручи до уваги два сценарії: мінімальне та нормальне регулювання трансформатора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мін(К2)}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{508}{293{,}617} = 1{,}730\text{i} \qquad k_{ч} = \frac{541}{293{,}617} = 1{,}843,$$

де $I_{\text{с.з}} = 293{,}617$ А – фактичний струм спрацьовування захисту, при $I_{с.р} = 6{,}962$ А.

Враховуючи, що коефіцієнт чутливості захисту при стандартних налаштуваннях напруги близький до нормативного, а при мінімальних - досить високий, рекомендується використовувати захист з реле ДЗТ-11. Важливо зазначити, що активація гальмівної обмотки на сумарний вторинний струм сторін СН та НН дозволяє гнучко налаштувати струм спрацьовування згідно з умовою 3в, тим самим забезпечити $k_ч \geq 1{,}8$ в усіх режимах.

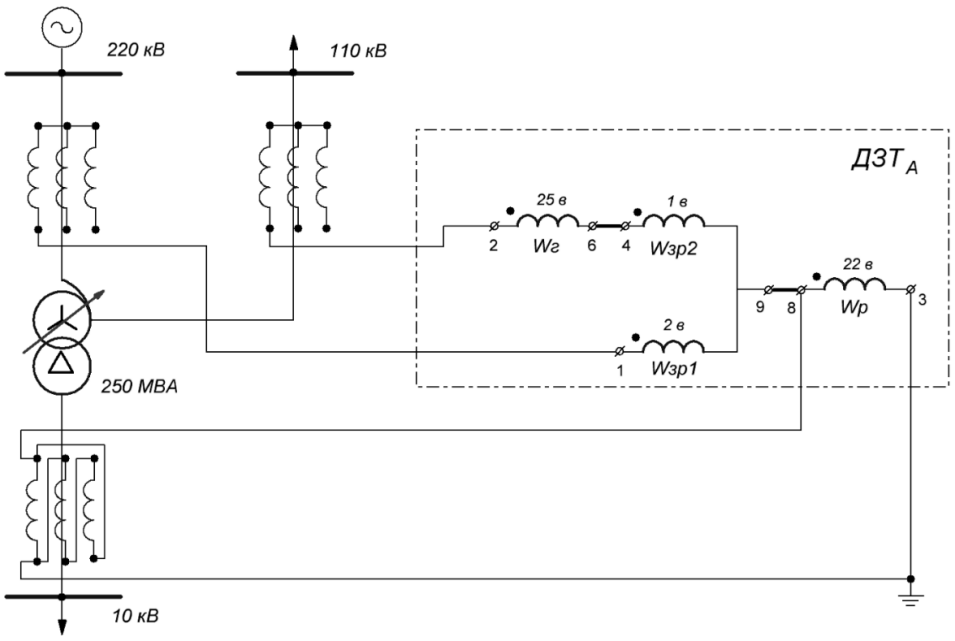


Рис. 3.2 – Схема ввімкнення обмоток реле типу ДЗТ-11 у диференціальному захисті трьохобмоткового автотрансформатора

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ВИМОГИ З ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ПРИ ВИКОНАННІ МОНТАЖНИХ РОБІТ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

4.1 Загальні відомості.

Монтажні роботи в розподільних пристроях та цехах, електростанціях, підстанціях та лініях електропередач зазвичай здійснюються спеціалізованими монтажними компаніями.

Заходи безпеки під час монтажу з використанням такелажних механізмів полягають у тому, що такі роботи мають виконуватися за участю досвідчених працівників, які призначаються на ці обов'язки відповідно до наказів підприємства та відповідають за їх безпеку. Під час проведення таких робіт працівники мають бути забезпечені необхідними пристроями та механізмами для безпечного підйому та переміщення вантажів. Роботи, які виконуються на висоті до 28 метрів від землі, зазвичай виконуються за допомогою гідравлічних підйомників. []

4.2 Заходи з безпеки під час монтажу кабельних ліній.

Під час ручного прокладання кабелю вага навантаження не повинна перевищувати 35 кг для чоловіків і 20 кг для жінок. Для прокладання кабелю на великій відстані від підлоги на стінах використовуються риштування з огорожею. Під час роботи з муфтами обов'язкове використання засобів індивідуального захисту для шкіри, дихальних шляхів та очей. Дозволяється ручне переміщення барабана з кабелем тільки по твердому ґрунту або надійному покриттю по горизонтальній поверхні на відстані не більше 100 метрів. Якщо під час робіт виявлено кабель, який не вказаний у технічній документації для виконання робіт, роботи повинні бути негайно припинені, і необхідно вжити заходів для забезпечення безпеки кабелю, а також повідомити про це найближче підприємство або місцеві органи виконавчої влади.

4.3 Заходи зі збереження безпеки під час монтажу повітряних ліній електропередач

Роботи на повітряних лініях забороняється виконувати під час наближення грози, сильного вітру або коли температура повітря нижча за встановлений рівень. Проте, як виняток, дозволяється робота для ліквідації аварій, але її повинні виконувати не менше двох працівників. У разі низької температури, якщо необхідно, дозволяється виконувати роботу з перервами для зігріву, причому керівник має забезпечити працівників опалювальним пунктом, розташованим поблизу робочого місця.

Піднімання або опускання опор повітряних ліній електропередач здійснюється за допомогою механізмів. Монтажникам заборонено підніматися на підняту опору до закріплення її кінця. Під час роботи заборонено перебування людей під опорою чи підйомником. Також не допускається залишати траншеї незасипаними під час перерв.[16]

4.4 Заходи безпеки під час встановлення розподільчих трансформаторівта електричних мишин.

Трансформатори розвантажуються з вагонів на залізничних платформах на досить крутому нахилі, який не перевищує 10 градусів. З протилежного кінця, щоб запобігти спаданню, трансформатор утримується за допомогою лебідки. Піднімаючи серцевину з резервуара, необхідно утримуватися від будь-яких робіт над сердечником або баком. [16]

4.5 Виконання робіт у діючих електроустановках.

Роботи, що виконуються в існуючих електричних установках для забезпечення електробезпеки, розподіляються на чотири категорії:

1. Повне відключення напруги.

2. Часткове відключення напруги - лише у тих місцях, де проводяться роботи.

3. Виконання робіт без відключення напруги, але віддалено від струмоведучих частин.

4. Виконання робіт без відключення напруги в непосредній близькості до струмоведучих частин.

Перед початком робіт з ремонту або налагодження необхідно прийняти технічні та організаційні заходи для забезпечення безпеки працівників.

Технічні заходи включають: відключення на майданчику, встановлення тимчасових огорож та попереджувальних плакатів, перевірка відсутності напруги, підключення до заземлення та розміщення плаката "Працювати тут".

Організаційні заходи включають: оформлення робочого наряду, надання допуску до роботи, перерви у роботі, переведення на іншу роботу та нагляд під час роботи.

Робочий наряд - це документ, що визначає місце, час початку та закінчення роботи, умови безпечного виконання, склад бригади та відповідальних осіб за безпеку праці. [15]

4.6 Допуск бригади по ремонту і нагляд за її роботою.

Перед тим як дозволити почати роботу, особа, що надає допуск, спільно з відповідальним та виконавцем перевіряє готовність робочого місця та склад ремонтної бригади. Вона вказує місце роботи і перевіряє, чи немає напруги на струмоведучих ділянках. Після цього проводиться усна інструкція щодо особливостей даної електроустановки та безпеки праці, і виконавцю видається один примірник робочого наряду. Контроль за роботою здійснюється підрядником, який має залишатися поруч з бригадою.[16]

4.7 Організація служби охорони праці на підприємстві.

Управління охороною праці є першим кроком для забезпечення безпеки праці. Роботодавець повинен створити відповідні умови праці в усіх підрозділах та на робочих місцях відповідно до законодавчих норм. Для досягнення цієї мети, він повинен:

- Організувати систему управління охороною здоров'я та безпеки праці, призначити посадових осіб, що відповідають за вирішення конкретних питань, затвердити їх повноваження та контролювати їх виконання.

- Вести комплексні заходи з урахуванням вимог колективного договору, щоб досягти встановлених стандартів та підвищити рівень безпеки праці.

- Впроваджувати передові технології та досягнення науки і техніки, застосовувати засоби механізації та автоматизації виробництва, дотримуватися принципів ергономіки та використовувати позитивний досвід охорони праці.

- Забезпечити усунення причин нещасних випадків та професійних захворювань, вжити запобіжні заходи, визначені після розслідування комісіями.

- Організувати аудит безпеки праці, проводити лабораторні дослідження умов праці, атестацію робочих місць та вживати заходів за їх результатами для усунення небезпечних факторів.

- Розробити та затвердити нормативні акти з охорони праці, включаючи положення, інструкції та правила поведінки працівників.

- Здійснювати популяризацію безпечних методів праці та взаємодіяти з працівниками в цьому напрямку.

- Вживати невідкладних заходів для надання допомоги постраждалим у разі нещасних випадків, залучати професійні рятувальні бригади при аваріях. Роботодавець несе особисту відповідальність за дотримання цих вимог.[16]

ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській роботі було спроектовано електричну мережу, що має кінцеві та радіальні ділянки. Розраховано та обрано напругу номіналом 220 кВ. Мережа складається із двох споживачів I категорії, трьох II категорії та одного III. Проектування включало верифікацію правильного вибору обладнання. На початку були перевірені систематичне та аварійне навантаження силових трансформаторів. Далі були розраховані струми короткого замикання — ударний та систематичний, як на високій, так і на низькій стороні підстанції. Були обрані силові вимикачі для високої та низької сторін, а також секційний вимикач. В рамках цієї роботи було проаналізовано два режими роботи схеми: мінімальний та післяаварійний. Отримані результати свідчать про те, що відхилення номінальних параметрів електроенергії не перевищують граничних значень, встановлених правилами та нормативними документами проектування. Детальна схема заміщення всіх режимів роботи мережі представлена у додатках.

У другому розділі роботи вибрані силові трансформатори за графіком навантаження. Значення струмів короткого замикання необхідні для вибору обладнання на сторонах 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живиться через дві тупикові лінії, а схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання зображена на рис. 2.1. Потужність короткого замикання на шинах 220 кВ. Для власних потреб використовуються трьохфазні силові масляні трансформатори (ТД, ТДН, ТРДН), які призначені для перетворення електроенергії та живлення споживачів.

Для проектування підстанції було обрано споживача I категорії - споживача з найвищими вимогами до надійності електропостачання. Для цього споживача був складений добовий графік навантаження, проведена перевірка потужності силових трансформаторів та розрахунок струмів короткого замикання. Були обрані високовольтні електричні апарати, гнучкі та жорсткі шини.

Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги ґрунтувався

на підключених до них приладах. Схема підстанції представлена у додатку 8.

Для захисту силових трансформаторів було обрано диференціальний захист трансформаторів ДЗТ-11, який забезпечує підвищену швидкодію. Реле підключено через трансформатори струму.

Список використаних джерел

[1] І. Л. Лебединський і І. І. Борзенков, Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Суми: СумДУ, 2019.

[2] І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, і В. В. Волохін, Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі». Суми: СумДУ, 2015.

[3] П. О. Василега, Електропостачання. Суми: СумДУ, 2019.

4) Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бака- лавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, елек- тротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехні- чні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков –Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.

5) Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівсь-кий, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Ки-їв. : 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. ГОСТ 14209-85: “Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.”!!Російськомовні джерела видалити. Вимога не моя!

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

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

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

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

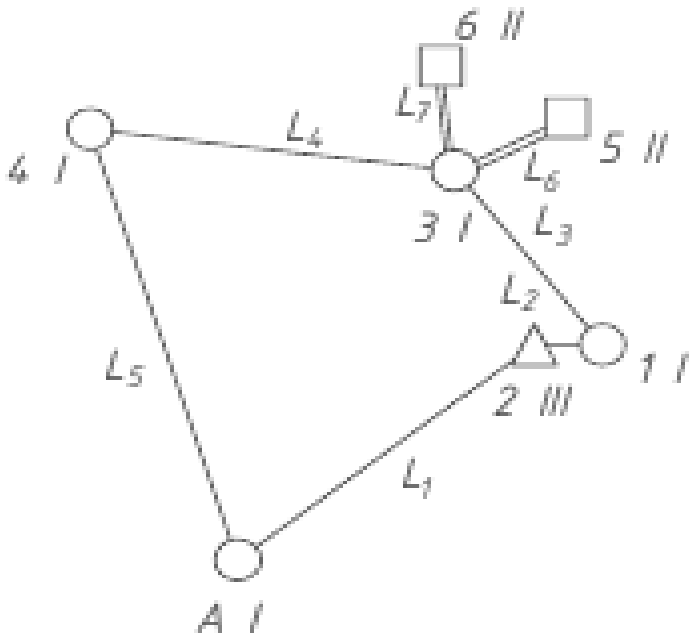
14. Мар’янчук, Е.В. Майструк. Техніка високих напруг. Навчальний посібник. Укл. П.Д. — Чернівці: Рута, 2010. – 90 с.

[15] ДСТУ 2790-94. Системи електропостачання номінальною напругою до 1000 В; джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

[16] Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Згідно з наказом Міністерства палива та енергетики України від 25 липня 2006 року 258. – Київ, 2006. – 181

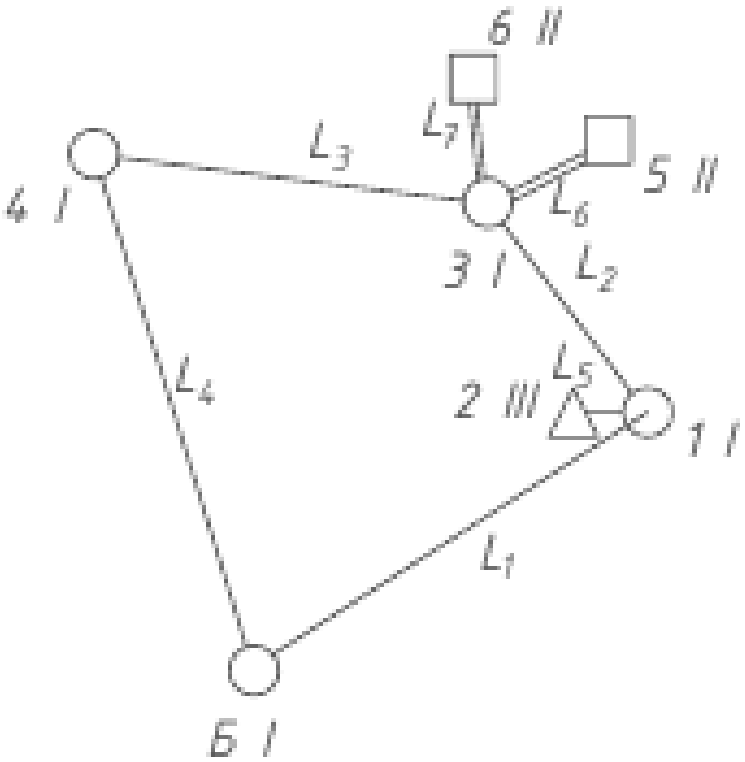
ДОДАТОК 1

Схема заміщення мережі А



ДОДАТОК 2

Схема заміщення мережі Б



ДОДАТОК З

Схема заміщення мережі А в нормальному режимі роботи

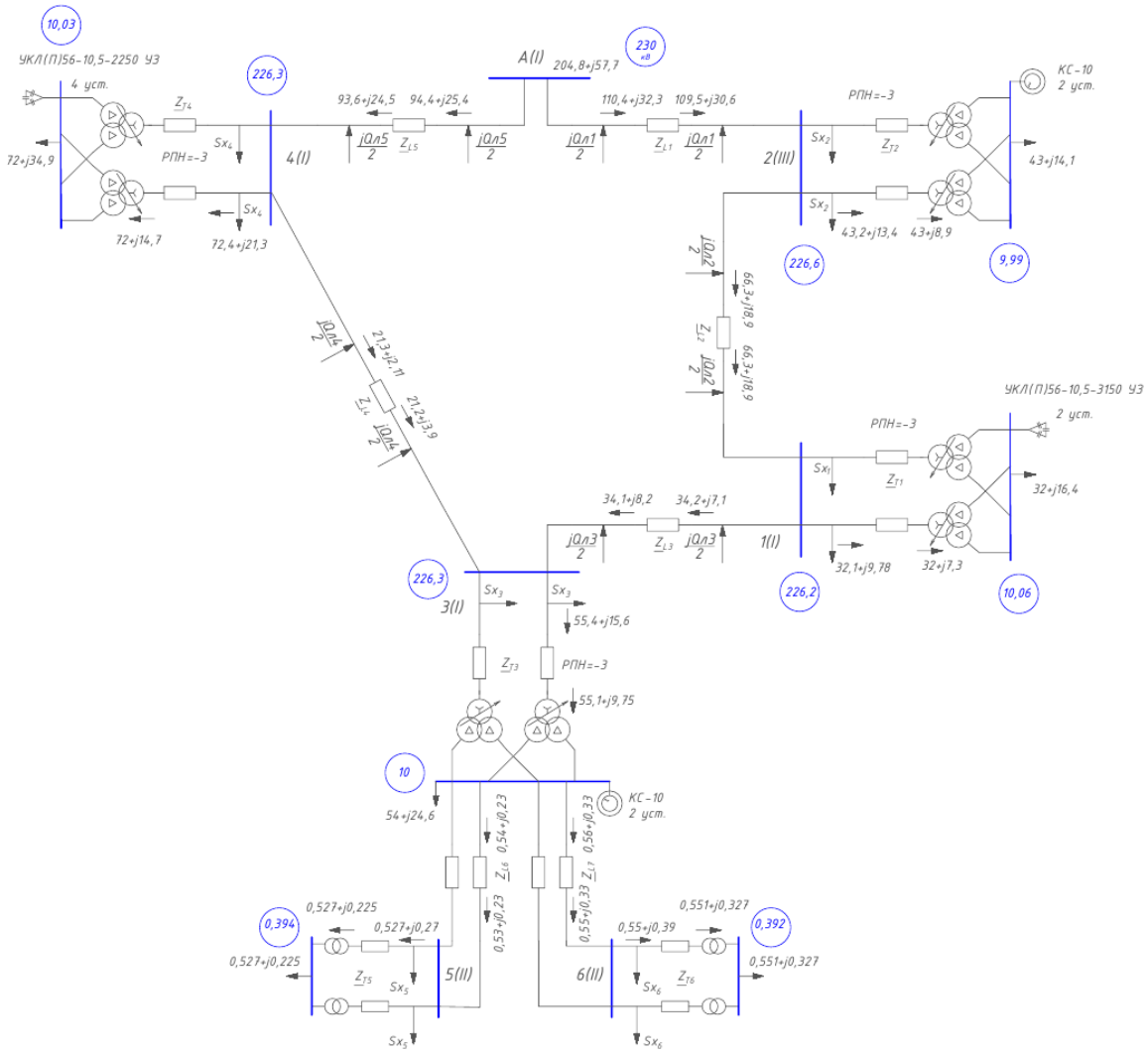


Схема заміщення мережі А в нормальному режимі роботи

ДОДАТОК 4

Схема заміщення мережі Б в нормальному режимі роботи

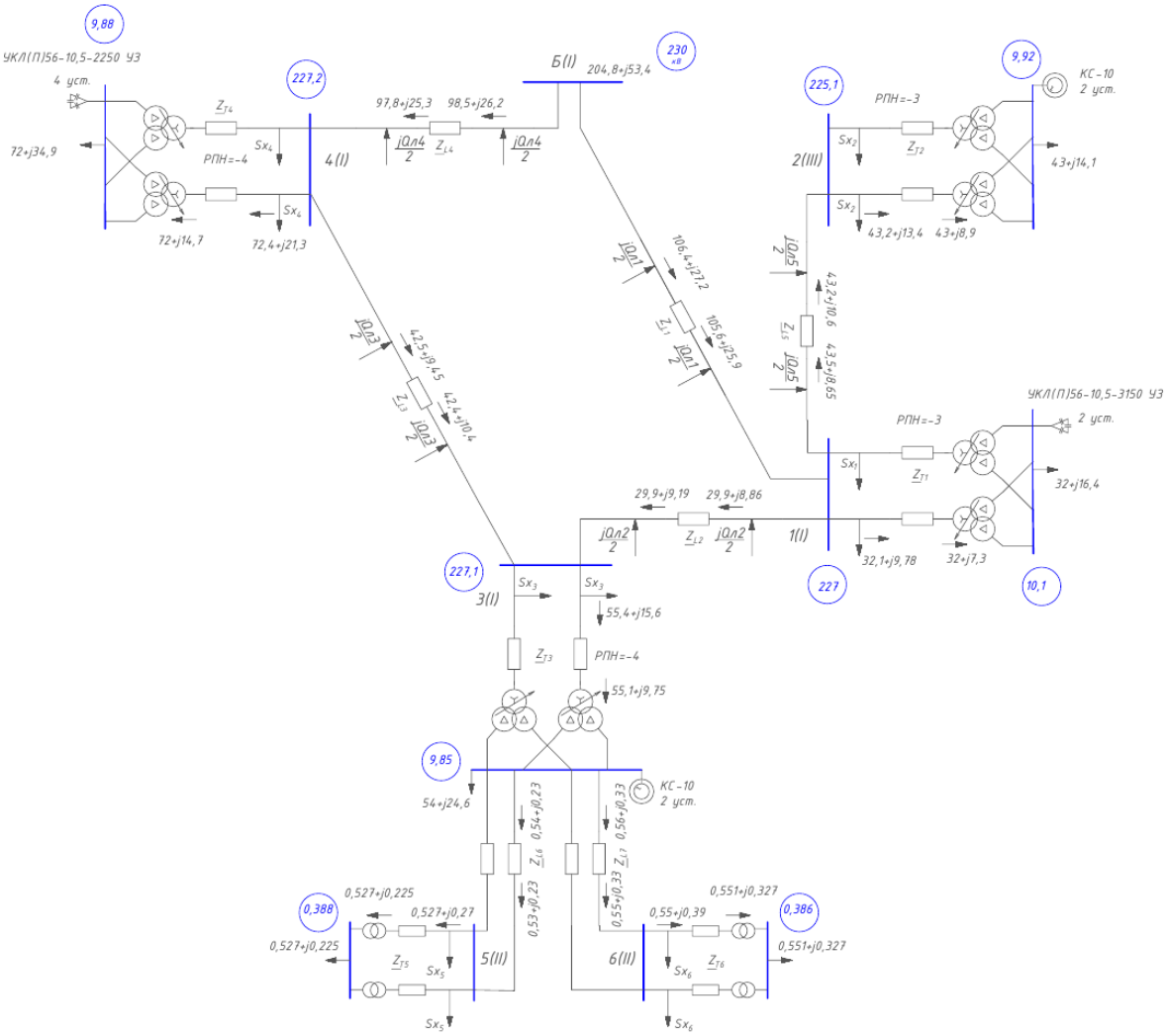


Схема заміщення мережі Б в нормальному режимі роботи

ДОДАТОК 5

Схема заміщення мережі Б в аварійному режимі роботи

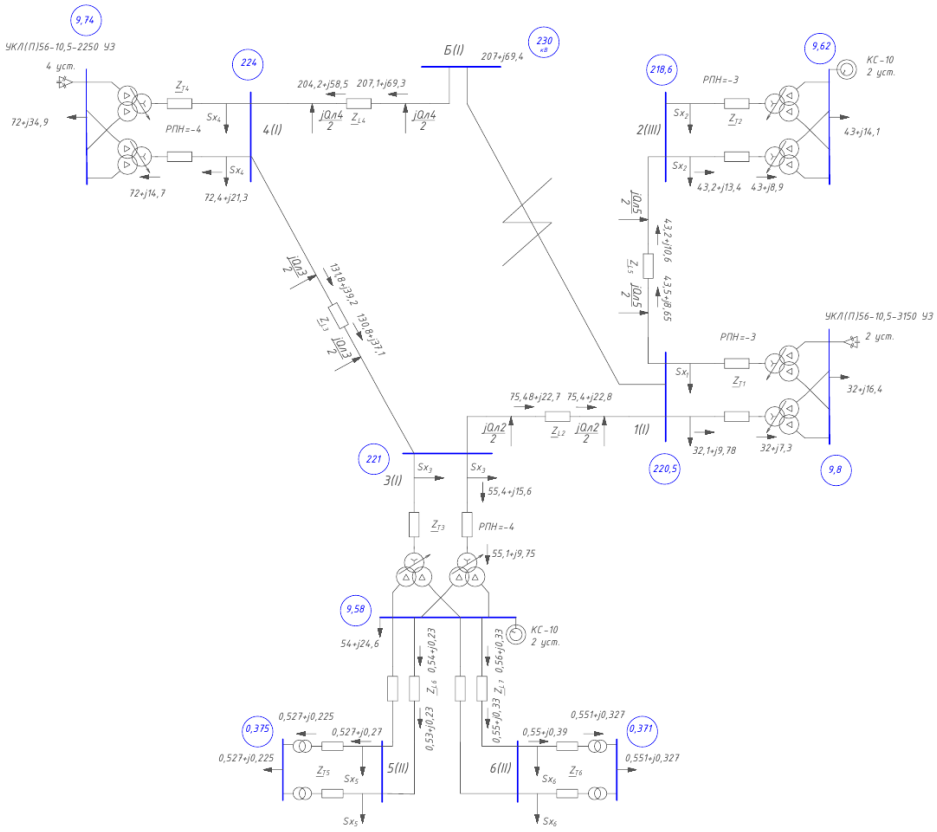
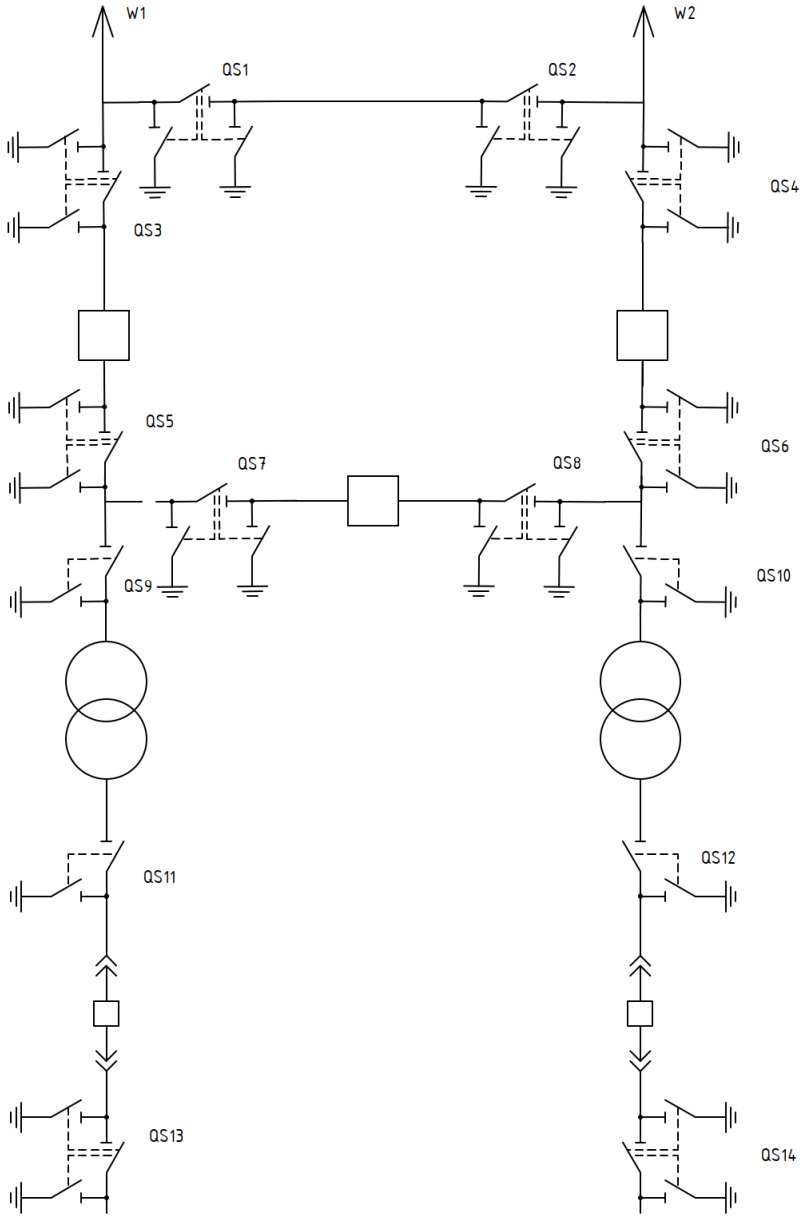


Схема заміщення мережі Б в аварійному режимі роботи

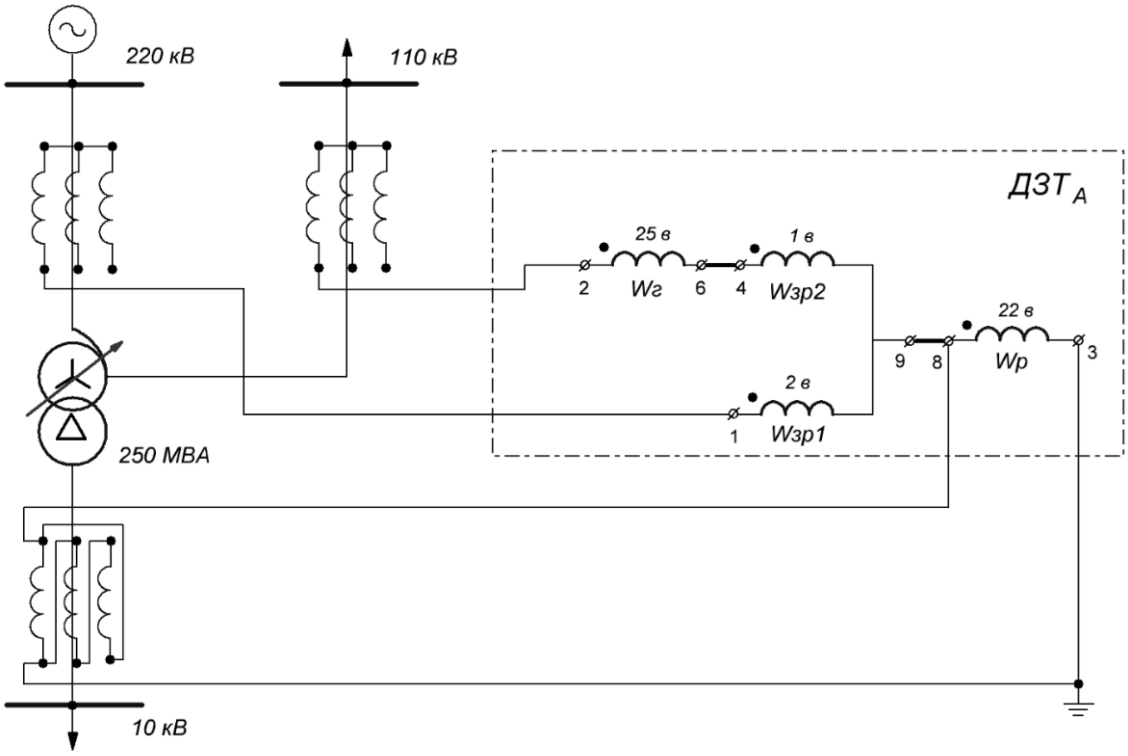
ДОДАТОК 6

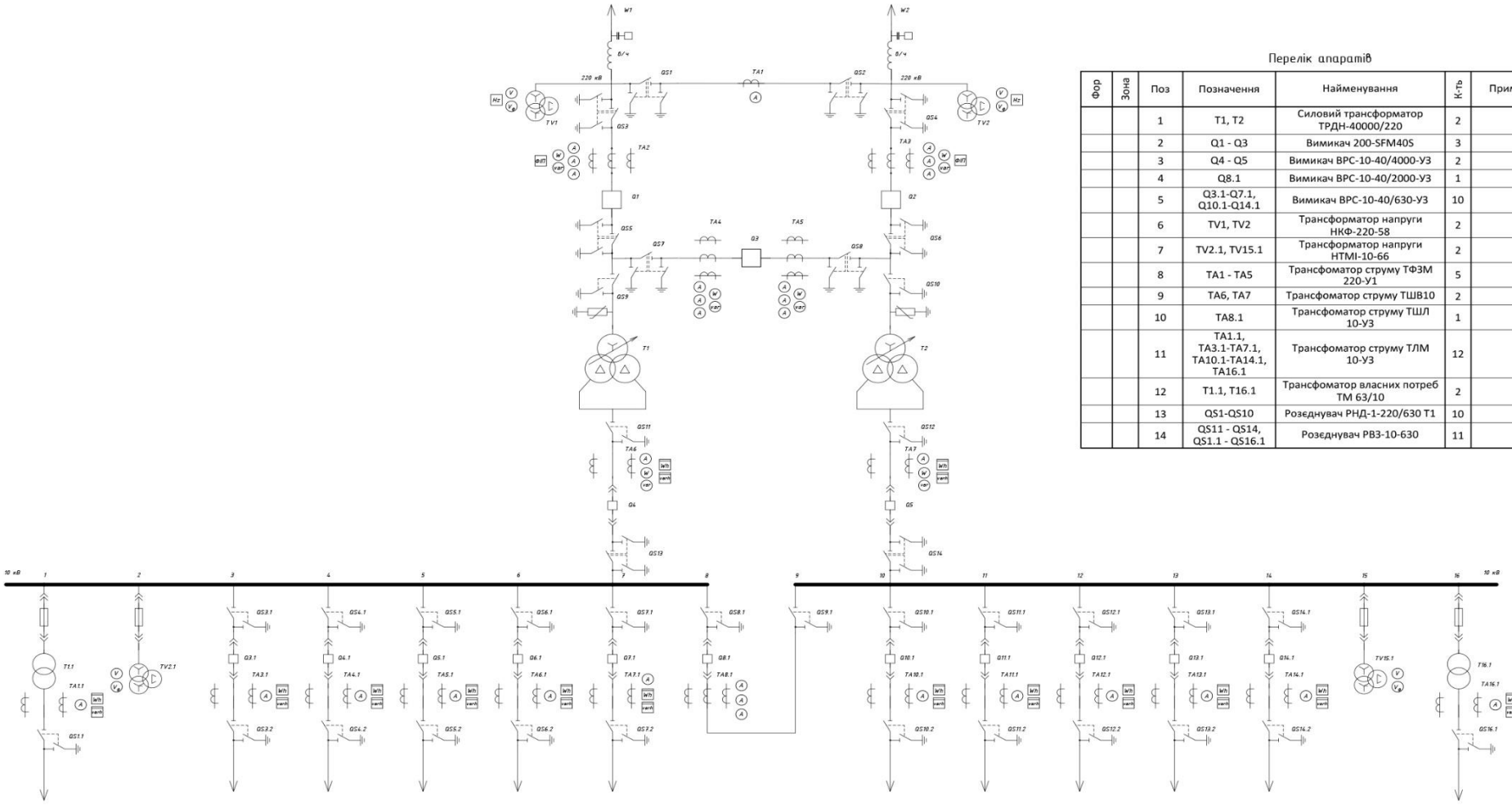
Схема ввімкнення обмоток реле типу ДЗТ-11 у диференціальному захисті трьохобмоткового автотрансформатора



ДОДАТОК 7

Схема «місток» з трьома вимикачами





Перелік апаратів

Фор	Зона	Поз	Позначення	Найменування	К-ть	Прим
		1	T1, T2	Силовий трансформатор ТРДН-40000/220	2	
		2	Q1 - Q3	Вимикач 200-SFM40S	3	
		3	Q4 - Q5	Вимикач ВРС-10-40/4000-У3	2	
		4	Q8.1	Вимикач ВРС-10-40/2000-У3	1	
		5	Q3.1-Q7.1, Q10.1-Q14.1	Вимикач ВРС-10-40/630-У3	10	
		6	TV1, TV2	Трансформатор напруги НКФ-220-58	2	
		7	TV2.1, TV15.1	Трансформатор напруги НТМІ-10-66	2	
		8	TA1 - TA5	Трансфоматор струму ТФЗМ 220-У1	5	
		9	TA6, TA7	Трансфоматор струму ТШВ10	2	
		10	TA8.1	Трансфоматор струму ТШЛ 10-У3	1	
		11	TA1.1, TA3.1-TA7.1, TA10.1-TA14.1, TA16.1	Трансфоматор струму ТЛМ 10-У3	12	
		12	T1.1, T16.1	Трансфоматор власних потреб ТМ 63/10	2	
		13	QS1-QS10	Розєднувач РНД-1-220/630 Т1	10	
		14	QS11 - QS14, QS1.1 - QS16.1	Розєднувач РВЗ-10-630	11	

КП 3.6.141.188

Курсовий проект з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій»

Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата
Розробив		Себряков			
Перев.		Дзюбченко			
Норм. контр.		Дзюбченко			
Затверд.		Дзюбченко			

Мережі електропостачання 220 - 10 кВ

Стадія	Аркуш	Аркушів
РП	1	1

Схема принципова однолінійна мережі електропостачання 220-10 кВ

Сумду

ДОДАТОК 8