

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ

(повна назва інституту/факультету)

КАФЕДРА

ВІДНОВЛЮВАНИХ

ДЖЕРЕЛ

ЕНЕРГІЇ

(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ С. О. Кудря
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ” _____ 2020 р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Електричні станції»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**на тему: «Моделювання режимів роботи конденсатного насосу системи
власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 680 МВт при зміні
частоти в енергосистемі»**

Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕТ-91мп
(шифр групи)

_____ Бакланов Артем Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Науковий керівник _____ доцент, к.т.н. Денисюк П.Л.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Консультант з охорони праці _____ професор, д.т.н. ТРЕТЯКОВА Л.Д.

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Консультант з стартап-проекту _____ ст. викладач БАХМАЧУК С.В.

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент _____ к.т.н., доцент Баженов В.А.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.
Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Електричні станції»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ С. О. Кудря
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ____ ” _____ 2020 р

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Бакланова Артема Юрійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації Моделювання режимів роботи конденсатного насосу системи власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 680 МВт при зміні частоти в енергосистемі

науковий керівник дисертації Денисюк Петро Левкович, доц., к.т.н.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від « ____ » _____ 2020 р. № _____

2. Термін подання студентом дисертації 09.12.2020

3. Об'єкт дослідження конденсатний насос

4. Вихідні данні параметри конденсатного насоса

5. Перелік завдань, які потрібно розробити дослідження впливу зміни частоти в електромережі на роботу конденсатного насосу теплоелектроцентралі.

6. Орієнтовний перелік ілюстративного матеріалу 1) Однолінійна структурна схема ТЕЦ 680 МВт 2) Власні потреби блоку 100 МВт 3) принципова схема підключення конденсатних насосів паротурбінних установок 4) Модель асинхронного двигуна 5) модель конденсатного насоса

7. Орієнтовний перелік публікацій 1)

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Стартап-проект	Бахмачук С.В., старший викладач		
Охорона праці	Третякова Л.Д., професор		

9. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Пошук теоретичного матеріалу	11.09.2020 – 30.10.2020	
2	Аналіз теоретичного матеріалу	11.09.2020 – 30.10.2020	
3	Еквівалентна схема станції, АД ВП	30.10.2020 – 13.11.2020	
4	Визначення технічного стану, визначення ризиків	13.11.2020 – 20.11.2020	
5	Охорона праці, стартап-проект	21.11.2020 – 27.11.2020	
6	Оформлення отриманих результатів	28.11.2020 – 04.12.2020	
7	Оформлення технічних креслень	05.12.2020 – 08.12.2020	

Студент

Бакланов А.Ю.

Науковий керівник дисертації

Денисюк П.Л.

Умова завдання:

1.	Сумарна потужність електричної станції	$P_{ст}$	680 МВт
2.	Напруга РП збірних шин	$U_{г}$	10.5 кВ
3.	Потужність місцевого навантаження	$P_{місц}$	137,6 МВт
4.	Потужність розрахункового відгалудження	$P_{р.в.}$	6,53 МВт
5.	Кількість відгалуджень ліній місцевого навантаження	n	32
6.	Потужність, що видається в мережу 110 кВ	P_{110}	94,6 МВт
7.	Граничний струм КЗ на шинних приєднаннях проектованої ТЕЦ до енергосистеми	$I_{кз}$	29 кА

Зміст

Вступ.....	7
1.Вибір структурної схеми станції. Техніко-економічне порівняння.....	8
1.1.Вибір структурної схеми	8
1.2. Вибір основного обладнання станції	11
1.2.1 Вибір генераторів.....	11
1.2.2 Вибір трансформаторів зв'язку	11
1.2.3 Вибір блочного трансформатора.....	12
1.2.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку	13
1.2.6 Вибір секційного реактору.....	16
1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів.....	17
2. Розрахунок струмів короткого замикання методом розрахункових кривих	21
2.1 Складання заступної схеми. Визначення струму КЗ на РУ 10.5 кВ.....	21
2.2 Розрахунок струму короткого замикання на ГРП	25
3. Відкриті розподільчі установки.....	33
3.1 Опис розподільчої установки	33
3.2 Вибір і перевірка гнучких шин	34
3.3 Розрахунок струму короткого замикання РП-110кВ по методу загальної зміни	35
4. Вибір і перевірка обладнання розрахункового відгалудження	38
4.1 Вибір лінійного реактора	38
4.3 Вибір роз'єднувача на лінії місцевого навантаження	41
4.4 Вибір кабелю	42
4.5 Вибір вимірювального трансформатора струму.....	43
4.6 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	46
4.7 Розрахунок однофазного короткого замикання на ВРП-110 кВ.....	47
4.8 Перевірка за умовами корони.....	50
4.9 Перевірка шин на дотик при к.з.	51
5. Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ГРП, РП-110кВ, та РП-330кВ	53
5.1 Вибір вимикача та роз'єднувача на ГРП	53
5.1.1. Вибір вимикача на ГРП	53
5.1.2. Вибір роз'єднувача на ГРП.....	56
5.2. Вибір вимикача та роз'єднувача на РП-330кВ	57

5.2.1. Вибір вимикача на РП 330кВ.....	57
5.2.2. Вибір роз'єднувача на РП 330кВ.....	59
5.3. Вибір вимикачів та роз'єднувачів на РП 110 кВ	59
5.3.1 Вибір вимикача на РП 110 кВ.....	59
5.3.2 Вибір роз'єднувача на РП-110кВ	62
Література	62
6. Моделювання режимів роботи конденсатного насосу системи власних потреб при зміні частоти в енергосистемі.	63
6.1 Загальні відомості про конденсатні насоси.....	64
6.2. Математична модель асинхронної машини	65
6.3. Параметри асинхронної машини.....	67
6.4 Розрахунок режимів роботи живильного насосу.....	67
6.5 Висновок	74
7. РОЗРОБКА STARTUP-ПРОЕКТУ	74
7.1 Опис ідеї проекту	75
7.2 Визначення прогностичних обсягів товару, послуг (перетоків електричної енергії новозбудованими елементами схеми видачі потужності станції) .	76
7.3 Технологічний аудит ідеї проекту.....	77
7.4 Визначення обсягів інвестицій.	79
7.5 Визначення прогностичних щорічних витрат.....	80
7.6 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	86
8. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації асинхронного двигуна	86
8.1. Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання.....	87
8.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	87
8.3 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів, зумовлених роботою асинхронного двигуна А5К-355-200-6.....	89
8.4. Розробка технічних та організаційних заходів	89
8.5. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	90
8.7. Розрахунок захисного заземлювального пристрою електроустановок напругою більш як 1 000 В	94
8.8 Висновок до розділу.	96

Вступ

Згідно завдання, ми проектуємо електричну станцію типу ТЕЦ. Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) - різновид теплової електростанції, яка не тільки виробляє електроенергію, але і є джерелом теплової енергії в централізованих системах тепlopостачання (у вигляді пари і гарячої води, в тому числі і для забезпечення гарячого водопостачання та опалення житлових та промислових об'єктів).

Режим ТЕЦ – добовий та сезонний – визначається, в основному, споживанням тепла. Звичайно ТЕЦ розташовують в центрі теплового навантаження, якому відповідає велике споживання електроенергії. Тому, щоб уникнути подвійної трансформації, вигідно всю електроенергію, яку виробляє ТЕЦ, або значну частину її передавати місцевим споживачам на генераторній напрузі. Внаслідок цього потужність генераторів і трансформаторів зв'язку станції з системою не співпадають. Ця потужність приймається з розрахунку, щоб була забезпечена передача надлишкової електроенергії в систему при максимальному тепловому споживанні і мінімальному електричному навантаженні району, а з іншого боку, щоб було забезпечене живлення району від системи при максимальному електричному навантаженні і мінімальному тепловому споживанні.

Місце (район) спорудження електричної станції повинне бути ув'язане з планом розвитку енергосистеми і, насамперед, відповідати призначенню і технологічним особливостям електростанції. Радіус передачі теплової енергії від ТЕЦ обмежений, тому що гарячу воду доцільно транспортувати на відстані до 35 км, а пар - до 8-12 км. В цьому випадку будівельний майданчик ТЕЦ розміщують в центрі теплових навантажень з урахуванням перспективи розвитку енергоспоживачів. Оскільки станція приближена до міста, приймаємо, що охолодження пари відбувається в градирнях.

Промислові ТЭЦ розташовують, як правило, у складі підприємств із загальними допоміжними господарствами й інженерними комунікаціями. Оскільки станція приближена до міста, приймаємо, що охолодження пари відбувається в градирнях, станція має склад палива, масляне господарство, підприємство хімічної водоочистки, ремонтні майстерні, побутові споруди, комунікації і т.п. Вид палива – вугілля. Максимальна відстань від місця видобутку вугілля до місця будівництва станції не повинна перевищувати 250 км.

1. Вибір структурної схеми станції. Техніко-економічне порівняння

1.1. Вибір структурної схеми

Електрична схема станції повинна задовольняти наступні вимоги:

- відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, а також відповідність технологічній схемі;
- легкість експлуатації, а саме: простота і наочність схеми; мінімальна кількість переключень, пов'язаних зі зміною режиму; придатність електричного обладнання до ремонту без порушення режиму установки;
- легкість споруди електричної частини з урахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів і ліній;
- можливість автоматизації установки в економічно цілісному обсязі;
- достатня, економічно виправдана ступінь надійності.

При виборі структурної схеми потрібно врахувати наступні правила:

- 1) Найбільш економічний режим роботи електростанції – блочний.
- 2) Місцеве навантаження повинне бути забезпечене енергією, яка виробляється на збірних шинах.

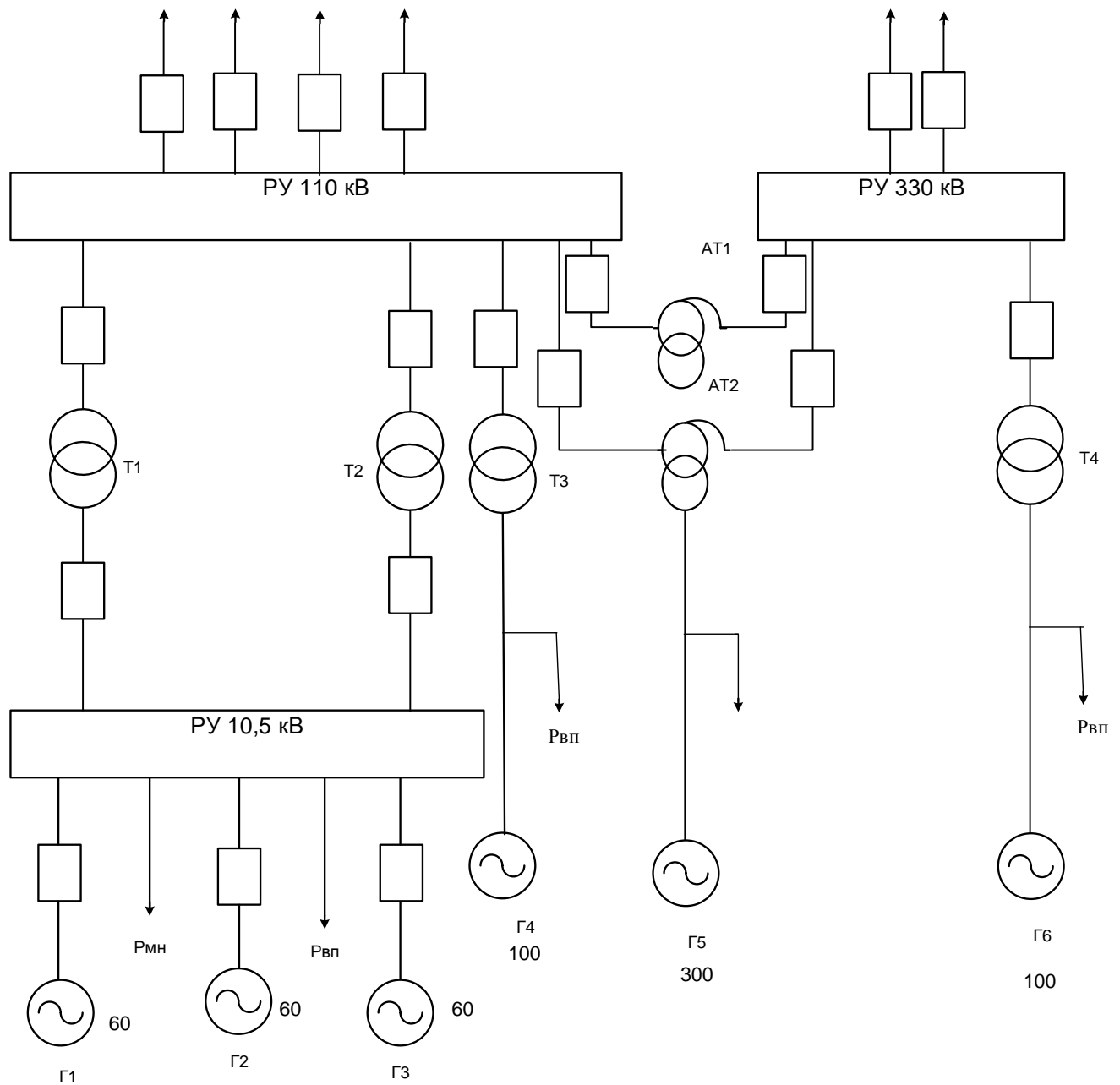
На генераторній напрузі ТЕЦ широке поширення знайшли схеми з двома системами збірних шин і з секціонуванням робочих шин. Власні потреби і навантаження живляться від збірних шин окремими лініями. Кожне приєднання підключається до збірної шини через розвилку двох шинних роз'єднувачів, що дозволяє здійснювати роботу як на одній, так і на іншій системі шин (один з шинних роз'єднувачів нормально відключений).

Перевагою схеми з двома системами збірних шин є можливість ремонту будь-якої системи шин без відключення споживачів і джерел. Іншою перевагою є те, що при к.з. на одній системі шин споживачі втрачають живлення тільки на час перемикання на резервну систему шин. Наявність шиноз'єднувальних вимикачів дозволяє виконувати всі необхідні перемикання з робочою системою шин на резервну. До того ж у цій схемі можна використовувати шиноз'єднувальний вимикач для заміни вимикача будь-якого приєднання.

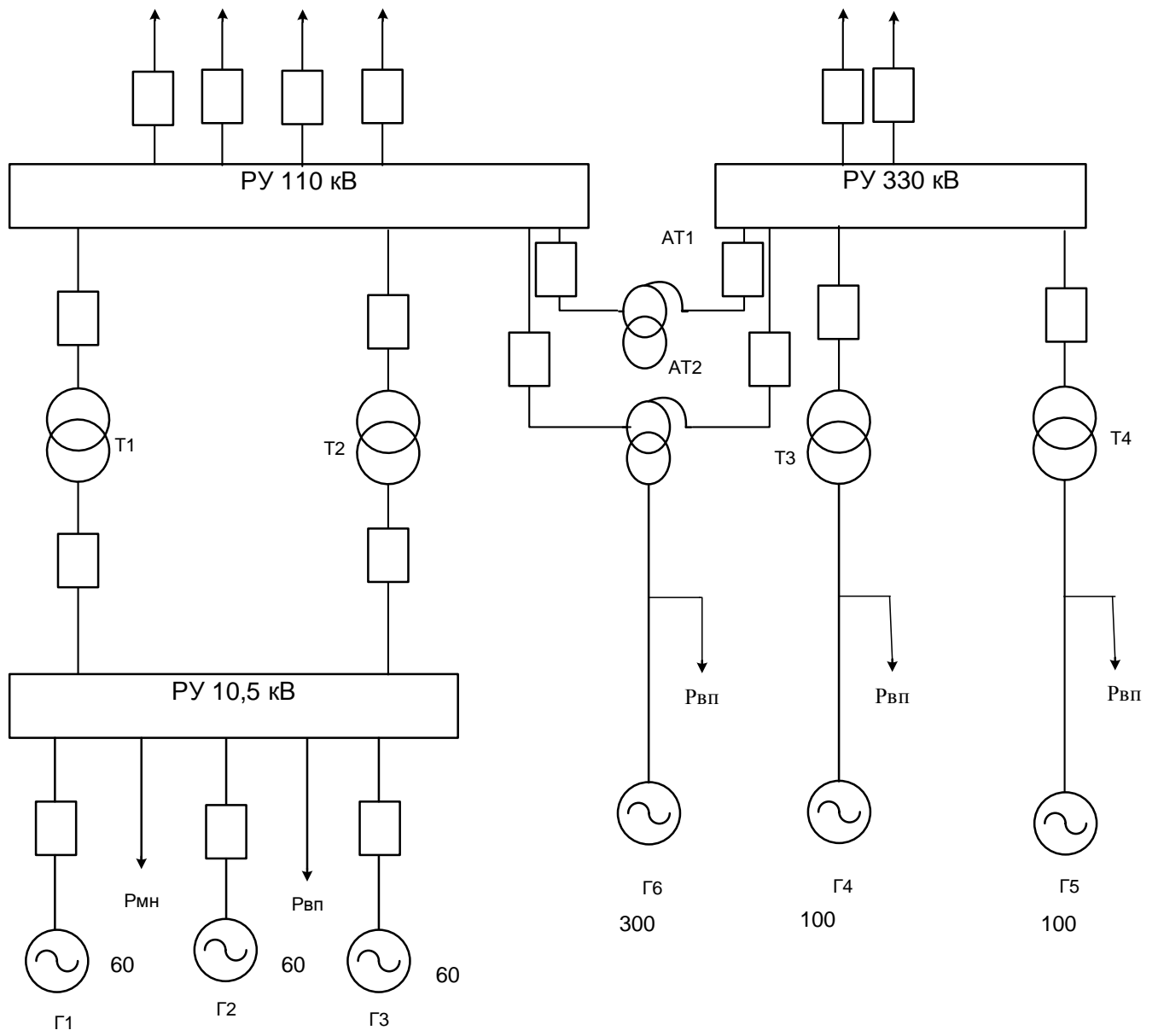
Розглянемо дві оптимальні схеми, які є надійними та максимально оптимізованими під наше завдання.

Структурні схеми обох варіантів подані нижче, де показані генератори, розподільні пристрої вищої напруги РП і нижчої ГРП, місцеве навантаження Рмн, трансформатори зв'язку Т1 і Т2, блокові трансформатори Т3, Т4, Т5, а

Варіант 1



Варіант 2



1.2. Вибір основного обладнання станції

1.2.1 Вибір генераторів

Існують стандартні потужності генераторів: 30, 60, 100, 300 МВт. Оскільки за умовою завдання, на збірні шини повинні працювати 3 генератори (а їх потужність не повинна перевищувати 100 МВт), тому вибираємо три генератора типу ТВФ-63-2УЗ, два генератора типу ТВФ-120-2УЗ, та один генератор ТВФ-300-2УЗ паспортні данні яких приведенні в Табл 1.2.1:

Таблиця 1.2.1. Номінальні параметри генераторів

Вид генератора	$n_{\text{ном}},$ об/хв	$S_{\text{ном}},$ МВА	$P_{\text{ном}},$ МВт	$U_{\text{ном}},$ кВ	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$X''_d,$ %	Вартість, тис.грн.
ТВФ-63-2УЗ	3000	78.75	63	10,5	0,8	15.3	3301.58
ТВФ-120-2УЗ	3000	125	100	10,5	0,8	19,2	4444.44
ТВФ-300-2УЗ	3000	352	300	20	0.85	19,5	11428.57

1.2.2 Вибір трансформаторів зв'язку

Вибір трансформаторів зв'язку виконаємо в табличній формі. При виборі трансформаторів зв'язку потрібно врахувати, що потужність їх повинна бути достатньою для передачі в систему надлишкової потужності ТЕЦ при максимальному тепловому споживанні та мінімальному електричному навантаженні району, з іншого боку має бути забезпечення живлення району від системи при максимальному електричному навантаженні і мінімальному тепловому споживанні. Рекомендується для цього режиму враховувати вихід з роботи найбільш потужного генератора, підключеного до ЗРУ. З причини частого реверсу потужності і різних вимог до регулювання напруги на шинах системи та генераторних шинах, трансформатори зв'язку повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН). Виходячи з вимог надійності електропостачання місцевих споживачів на ТЕЦ передбачається два трансформатора зв'язку .

Навантаження власних потреб (ВП) приймаємо 10% від генерації, тому що основне паливо - вугілля.

Потужність, що передається через трансформатори: $\Delta P = P_{\Gamma} - P_{\text{ВП}} - P_{\text{нав}}$

Для трансформатора зв'язку визначаються наступні параметри приведені в Табл. 1.2.2.1:

Таблиця 1.2.2.1 Перетоки потужності

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Нормальний режим	Режим мінімального навантаження	Аварійний режим
1	Виробництво	МВт	180	180	120
2	Споживання на власні потреби	МВт	18	18	18
3	Місцеве навантаження	МВт	137.6	96.32	137.6
4	Перетік	МВт	24.4	65.68	-35.6

По найбільшому розрахунковому перетоку визначаємо потужність кожного трансформатора:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{макс.перет.}}}{2 \cdot \cos(\varphi_{\text{ном}})} = \frac{65.68}{2 \cdot 0.85} = 38.635 \text{ (МВА)}$$

В якості трансформаторів зв'язку вибираємо два трансформатори типу ТДН-63000/110 [4] з наступними параметрами:

Таблиця 1.2.2.2

S_N , МВА	U_K , %	I_{XX} , %	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт
63	10,5	0,5	115	38,5	50	245

Для 1-го і 2-го варіантів тип трансформаторів зв'язку буде однаковим.

1.2.3 Вибір блочного трансформатора

На електростанціях, що мають шини генераторної напруги, передбачається установка трансформаторів для зв'язку цих шин з шинами підвищеної напруги. Така зв'язок необхідний для видачі надлишкової потужності в енергосистему в нормальному режимі, коли працюють всі генератори, і для резервування живлення навантажень на напрузі 10.5 кВ та 20 кВ при плановому або аварійному відключенні одного генератора.

При блочному з'єднанні генератора потужність трансформатора вибирається за розрахунковою потужністю:

$$S_{TP \text{ розрах.}} = S_{ГЕН} - S_{CH} = 125 - \frac{100 \cdot 0,1}{0,8} = 112,5 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор типу **ТДЦ-125000/110** (для першого варіанту), трансформатор типу **ТДЦ-125000/330**, які мають паспортні данні приведені в Табл. 1.2.3[4]:

Таблиця 1.2.3

Тип трансформатора	ТДЦ-125000/110	ТДЦ-125000/330
Номінальна потужність $S_{ном}$, МВА	125	125
Напруга к.з трансформатора U_k , %	10,5	11
Напруга обмотки ВН $U_{ВН}$, кВ	121	242
Напруга обмотки НН $U_{НН}$, кВ	10,5	10,5
Втрати х.х ΔP_{xx} , кВт	120	120
Втрати к.з $\Delta P_{кз}$, кВт	400	380
Струм х.х I_{xx} , %	0,55	0,55
Ціна, тис.грн	2888.9	6180

1.2.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку

Для 1-го варіанту схеми:

Для вибору автотрансформаторів зв'язку розглянемо 3 режима:

- режим максимального навантаження
- режим мінімального навантаження шин
- аварійний режим (вихід з ладу одного турбогенератора на генераторній напрузі).

Нормальний режим:

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{280}{0.8} - \frac{94.6 + 137.6 + 18}{0.85} = 55.647 \text{ (МВА)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{280}{0.8} - \frac{94.6 + 96.32 + 18}{0.85} = 134.212 \text{ (МВА)}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{180}{0.8} - \frac{94.6 + 137.6 + 18}{0.85} = -69.353 \text{ (МВА)}$$

У даному варіанті найбільшим навантаженням АТ буде режим мінімальних навантажень.

$$S_{\text{розрах.АТ}} = S_{\text{мін}} = 134.212 \text{ (МВА)}$$

Для першої схеми обираємо два автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-200000/330/110[4] з параметрами які занесені до табл.1.2.4.1:

Таблиця 1.2.4.1

S _н , МВА	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{НН} , кВ	ΔP _{ХХ} , кВт	ΔP _{КЗ} , кВт	I _{ХХ} , %	U _{к(ВС)} , %	U _{к(ВН)} , %	U _{к(СН)} , %	Група з'єднання	Вартість тис.грн.
200	330	121	10,5	105	430	0,45	10.5	38	25	УН/УН/D	5482.6

Для 2-го варіанту схеми:

Нормальний режим:

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{180}{0.8} - \frac{94.6 + 137.6 + 18}{0.85} = -69.353 \text{ (МВА)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{180}{0.8} - \frac{94.6 + 96.32 + 18}{0.85} = -20.788 \text{ (МВА)}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{120}{0.8} - \frac{94.6 + 137.6 + 18}{0.85} = -144.353 \text{ (МВА)}$$

У даному варіанті найбільшим навантаженням АТ буде режим мінімальних навантажень.

$$S_{\text{розрах.АТ}} = S_{\text{мін}} = 144.353(\text{МВА})$$

Вибираємо три автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-200000/330/110. Параметри АТ занесемо в таблицю 1.2.4.2

Таблиця 1.2.4.2

S_H , МВА	U_{BH} , кВ	U_{CH} , кВ	U_{HH} , кВ	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт	I_{XX} , %	$U_{K(BC)}$, %	$U_{K(BH)}$, %	$U_{K(CH)}$, %	Група з'єднання	Вартість тис.грн.
200	330	121	10,5	105	430	0,45	10.5	38	25	УН/УН/D	5482.6

1.2.5 Вибір блочного автотрансформатора зв'язку 330/110 кВ.

Оскільки до блочного автотрансформатора буде підключено генератор потужністю 300 МВт, то обираємо автотрансформатор АТДЦТН-400000/330/110 з параметрами, які занесені до таблиці 1.2.5 [4]:

Таблиця 1.2.5

S_H , МВА	400
U_{BH} , кВ	330
U_{CH} , кВ	121
U_{HH} , кВ	20
ΔP_{XX} , кВт	180
$\Delta P_{K(BH-CH)}$, кВт	720
$\Delta P_{K(BH-HH)}$, кВт	400
$\Delta P_{K(CH-HH)}$, кВт	350
$U_{K(BH-CH)}$, %	10.5

$U_{K(BH-HH)}, \%$	54
$U_{K(CH-HH)}, \%$	42
$I_{XX}, \%$	0.25
Вартість, тис.грн	12380.95

1.2.6 Вибір секційного реактору

Для обмеження рівня струмів к.з. на ТЕЦ застосовують секційні реактори. У нормальному режимі потужності між секціями розподілені рівномірно й перетоки потужності через секційний реактор практично дорівнюють нулю.

Реактор вибирається по струму секції.

$$I_C = 0.6 \cdot \frac{P_{с.}}{\cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НГ}} = 0.6 \cdot \frac{60}{0.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.474 \text{ кА.}$$

Вибираємо реактор типу РБГ 10-2500-0.2У3 [4] з параметрами, які приведені в табл.1.2.6

Таблиця 1.2.6.

$U_{BH},$ кВ	Тривалий струм, А	$X_{НОМ},$ Ом	Номін. втрати на фазу, кВт	$I_{ДИН},$ кА	$I_{ТЕРМ},$ кА	$t_{ТЕРМ},$ сек
10	2500	0,2	16,1	49	19,3	8

Для 1-го і 2-го варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів

$$t = 8760 \text{ год.}$$

$$\tau = 3500 \text{ год.}$$

Техніко-економічне порівняння варіантів виконаємо в табличній формі.

Втрати потужності (млн. кВт. год)

Таблиця 1.3.1

	1		2	
	n		n	
ТДЦ-125000/110	1	2.185	-	-
ТДЦ-125000/330	1	2.1725	2	4.345
АТДЦТН- 400000/330/110	1	3.167	1	3.167
АТДЦТН- 200000/330/110	1	2.928	1	2.928
Σ		10.4525		10.44

$$W_1 = 1 \cdot 120 \cdot 8760 + 400 \cdot 1 \cdot \left(\frac{112.5}{125}\right)^2 \cdot 3500 = 2.185 \text{ млн. кВт. год}$$

$$W_2 = 1 \cdot 125 \cdot 8760 + 380 \cdot 1 \cdot \left(\frac{112.5}{125}\right)^2 \cdot 3500 = 2.1725 \text{ млн. кВт. год}$$

$$W_3 = 2 \cdot 125 \cdot 8760 + 380 \cdot 2 \cdot \left(\frac{112.5}{125}\right)^2 \cdot 3500 = 4.345 \text{ млн. кВт. год}$$

$$W_4 = 1 \cdot 180 \cdot 8760 + 720 \cdot 1 \cdot \left(\frac{317.71}{400}\right)^2 \cdot 3500 = 3.167 \text{ млн. кВт. год}$$

$$W_5 = 1 \cdot 155 \cdot 8760 + 560 \cdot 1 \cdot \left(\frac{179}{200}\right)^2 \cdot 3500 = 2.928 \text{ млн. кВт. год}$$

Складаємо порівняльну таблицю вартості варіантів

Таблиця 1.3.2

№ п/п	Назва і тип обладнання		1-ий варіант		2-ий варіант	
		Ціна, тис. грн.	п	Вартість, тис.грн.	п	Вартість, тис.грн.
1	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/110	2888.89	1	2888.89	-	-
2	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/330	6180	1	6180	2	12360
3	Автотрансформатор АТДЦТН-400000/330/110	12380.95	1	12380.95	1	12380.95
4	Автотрансформатор АТДЦТН-200000/330/110	5482.6	1	5482.6	1	5482.6
6	Комірка 110 кВ	115	10	1150	9	1035
7	Комірка 330 кВ	465	9	2790	7	3255
8	ВЛ-110кВ, одноланцюгова	46.5	4	186	4	186
9	ВЛ-330кВ, одноланцюгова	83.7	2	167.4	2	167.4
	Сума			31225.84		34866.95

Розрахунок щорічних витрат тис.грн

Таблиця 1.3.3

Найменування	Варіанти
--------------	----------

	1	2
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, B_{et} - всього	109,9608	109,9608
в т.ч. ВЛ 110-330 кВ, 1.2% від К	4.2408	4.2408
РП 110-330 кВ, 2.4% від К	105,72	105,72
Амортизаційні відрахування, A_{pt} - всього	1274,248	1274,248
в т.ч. ВЛ 35-750 кВ, 2% від К	7,068	7,068
РУ 10-750 кВ, 3.6% від К	1267,18	1267,18
Вартість втрат, $B_{втрат}$ (43.61 коп/кВт.год)	4558.3353	4775.9492
Разом щорічні витрати	5942.5441	6160.158

Розрахунок:

1) Прибуток

$$D_t = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C_{вих} = 680000 \cdot 3500 \cdot 0.4361 = 1.038 \text{ млрд.грн}$$

2) Балансовий прибуток

$$P_{\text{біт}} = D_t - B_{\Sigma} = 1.038 - 0.0059425441 = 1.032 \text{ млрд.грн}$$

3) Податок на прибуток

$$H_{nt} = \rho \cdot P_{\text{біт}} = 0.21 \cdot 1.032 = 217 \text{ млн.грн}$$

4) Поточний річний чистий прибуток

$$P_{pt} = P_{\text{біт}} - H_{nt} = 1.032 - 0.217 = 0.815 \text{ млрд.грн}$$

5) Інтегральний ефект

$$P_{\text{ос}} = \frac{P_{pt} + A_{pt}}{E} - K = \frac{0.815 + 0.001274218}{0.1} - 0.003122584 = 8.16 \text{ млрд.грн}$$

6) Рентабельність інвестицій

$$R_t = \frac{P_{pt} + A_{pt}}{K} = \frac{0.815 + 0.001274218}{0.03490799} = 28.423$$

7) Строк окупності

$$T_{ок} = \frac{1}{R_t} = \frac{1}{28.423} = 0.035$$

Результати розрахунку показників ефективності, млн.грн

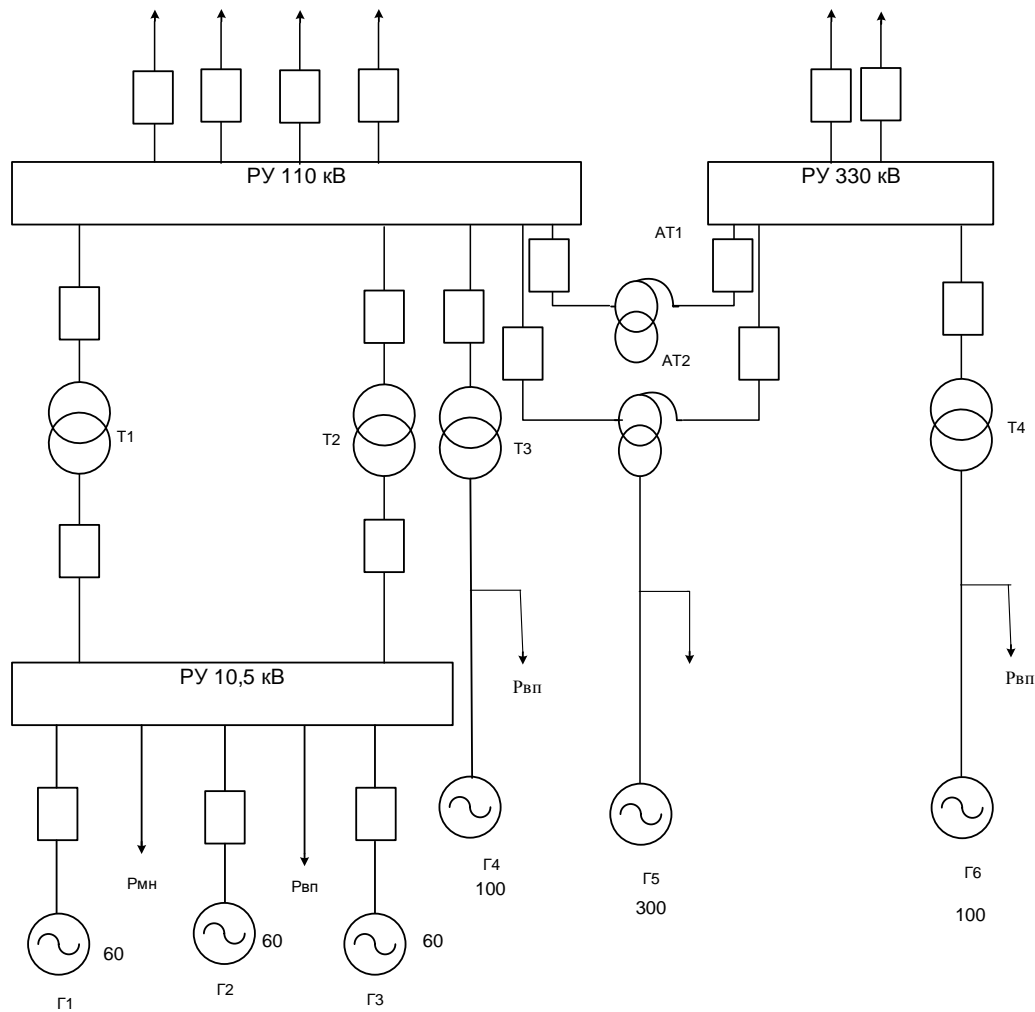
Таблиця 1.3.4

	Варіанти	
	1	2
Прибуток	1.038	1.038
Балансовий прибуток	1.032	1.032
Податок на прибуток	0.217	0.217
Поточний річний чистий прибуток	0.815	0.815
Інтегральний ефект	8.16	8.127
Рентабельність інвестицій	28.423	22.325
Строк окупності	0.035	0.045

Отже, за рахунок більшого значення інтегрального ефекту і менших затрат на виробництво електроенергії вибираємо 1 варіант схеми.

2. Розрахунок струмів короткого замикання методом розрахункових кривих

Вибрана схема



2.1 Складання заступної схеми. Визначення струму КЗ на РУ 10.5 кВ

Знайдемо величини опорів елементів схеми заміщення у відносних одиницях. За базисну приймемо потужність яка найчастіше зустрічається $S_{\delta} = 78.75 \text{ МВА}$. За базисну візьмемо напругу $U_{\delta} = 10.5 \text{ кВ}$. Опори генераторів:

$$X_{Г1} = X_{Г2} = X_{Г3} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{H.G.}} = \frac{15.3}{100} \cdot \frac{78.75}{78.75} = 0.153 \text{ в.о}$$

$$X_{Г4} = X_{Г5} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{H.G.}} = \frac{19.2}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.121 \text{ в.о}$$

$$X_{Г6} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{H.G.}} = \frac{19.5}{100} \cdot \frac{78.75}{352} = 0.0436 \text{ в.о}$$

Опори трансформаторів:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.T.3}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{40} = 0.2067 \text{ в.о}$$

$$X_{T3} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.T.3}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.0662 \text{ в.о}$$

$$X_{T4} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.T.3}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.0693 \text{ в.о}$$

Опір реактора:

$$X_{P.C.} = X_P(OM) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{H.P.}^2} = 0,2 \cdot \frac{78.75 \cdot 10^6}{(10.5 \cdot 10^3)^2} = 0,158 \text{ в.о}$$

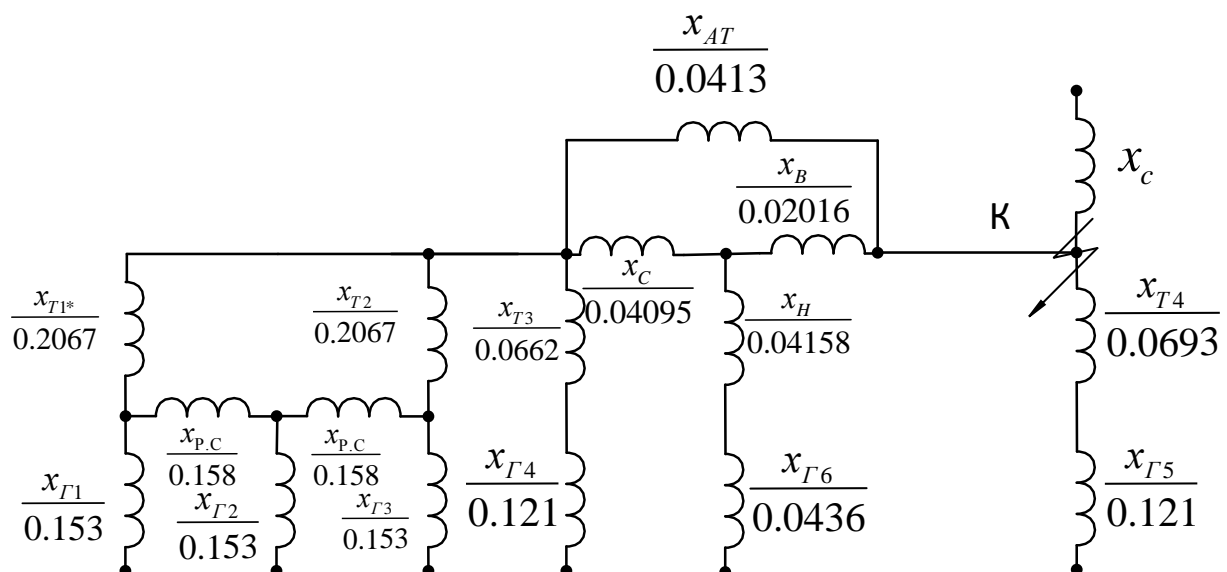
Опори автотрансформаторів:

$$X_{AT} = \frac{U_K(B-C)\%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HAT}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{200} = 0.0413 \text{ в.о}$$

$$\bar{X}_{B*} = \frac{U_K(B-C)\% + U_K(B-H)\% - U_K(C-H)\%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.AT}} = \frac{10.5 + 11 - 42}{100} \cdot \frac{78.75}{400} = 0.02016 \text{ в.о}$$

$$\bar{X}_{C*} = \frac{U_K(B-C)\% + U_K(C-H)\% - U_K(B-H)\%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.AT}} = \frac{10.5 + 42 - 11}{100} \cdot \frac{78.75}{400} = 0.04095 \text{ в.о}$$

$$\bar{X}_{H*} = \frac{U_K(B-H)\% + U_K(C-H)\% - U_K(B-C)\%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.AT}} = \frac{11 + 42 - 10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{400} = 0.04158 \text{ в.о}$$



Для розрахунку струмів к.з. нам необхідно знати опір системи X_C . Тому згортаємо схему відносно точки K_C , що знаходиться перед виходом в систему. Так ми знайдемо X_C .

Згортаємо схему відносно точки K_C :

$$X_1 = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{0.153}{2} = 0.077 \text{ в.о}$$

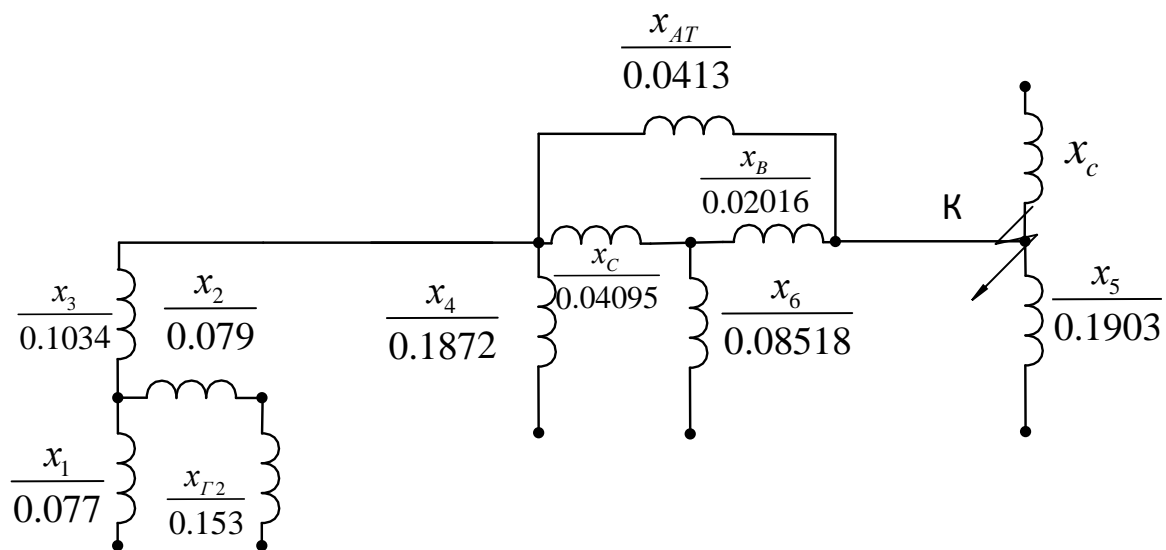
$$X_2 = \frac{X_P}{2} = \frac{0.158}{2} = 0.079 \text{ в.о}$$

$$X_3 = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{0.2067}{2} = 0.1034 \text{ в.о}$$

$$X_4 = X_{T3} + X_{T4} = 0.0662 + 0.121 = 0.1872 \text{ в.о}$$

$$X_5 = X_{T4} + X_{T5} = 0.0693 + 0.121 = 0.1903 \text{ в.о}$$

$$X_6 = X_H + X_{T6} = 0.04158 + 0.0436 = 0.08518 \text{ в.о}$$



$$X_7 = X_2 + X_{T2} = 0.079 + 0.153 = 0.232 \text{ в.о}$$

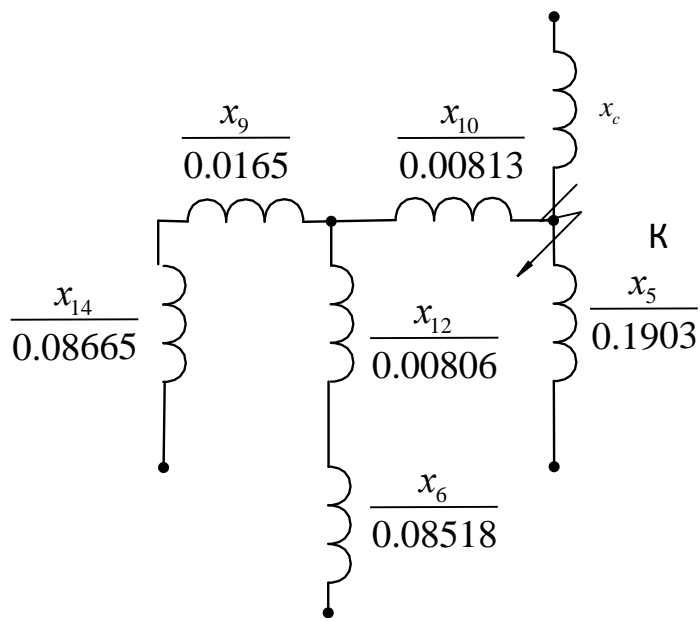
$$X_9 = \frac{X_{AT} \cdot X_C}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.0413 \cdot 0.04095}{0.0413 + 0.04095 + 0.02016} = 0.0165 \text{ в.о}$$

$$X_{10} = \frac{X_{AT} \cdot X_B}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.0413 \cdot 0.02016}{0.0413 + 0.04095 + 0.02016} = 0.00813 \text{ в.о}$$

$$X_{12} = \frac{X_B \cdot X_C}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.02016 \cdot 0.04095}{0.0413 + 0.04095 + 0.02016} = 0.00806 \text{ в.о}$$

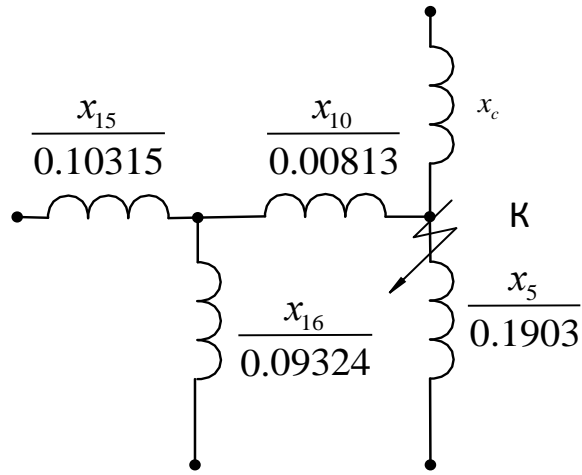
$$X_{13} = \frac{X_7 \cdot X_1}{X_1 + X_7} + X_3 = \frac{0.077 \cdot 0.232}{0.077 + 0.232} + 0.1034 = 0.1612 \text{ в.о}$$

$$X_{14} = \frac{X_{13} \cdot X_4}{X_4 + X_{13}} = \frac{0.1612 \cdot 0.1872}{0.1612 + 0.1872} = 0.08665 \text{ в.о}$$

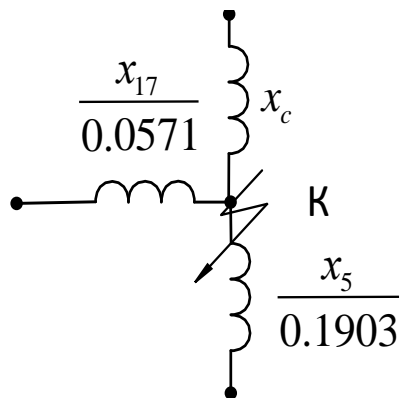


$$X_{15} = X_{14} + X_9 = 0.08665 + 0.0165 = 0.10315 \text{ } \epsilon.o$$

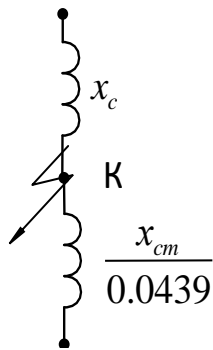
$$X_{16} = X_7 + X_{12} = 0.08518 + 0.00806 = 0.09324 \text{ } \epsilon.o$$



$$X_{17} = \frac{X_{15} \cdot X_{16}}{X_{15} + X_{16}} + X_{10} = \frac{0.10315 \cdot 0.09324}{0.10315 + 0.09324} + 0.00813 = 0.0571 \text{ } \epsilon.o$$



$$X_{cr} = \frac{X_{17} \cdot X_5}{X_{17} + X_5} = \frac{0.0571 \cdot 0.1903}{0.0571 + 0.1903} = 0.0439 \text{ } \epsilon.o$$



$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,33 \text{ кА}$$

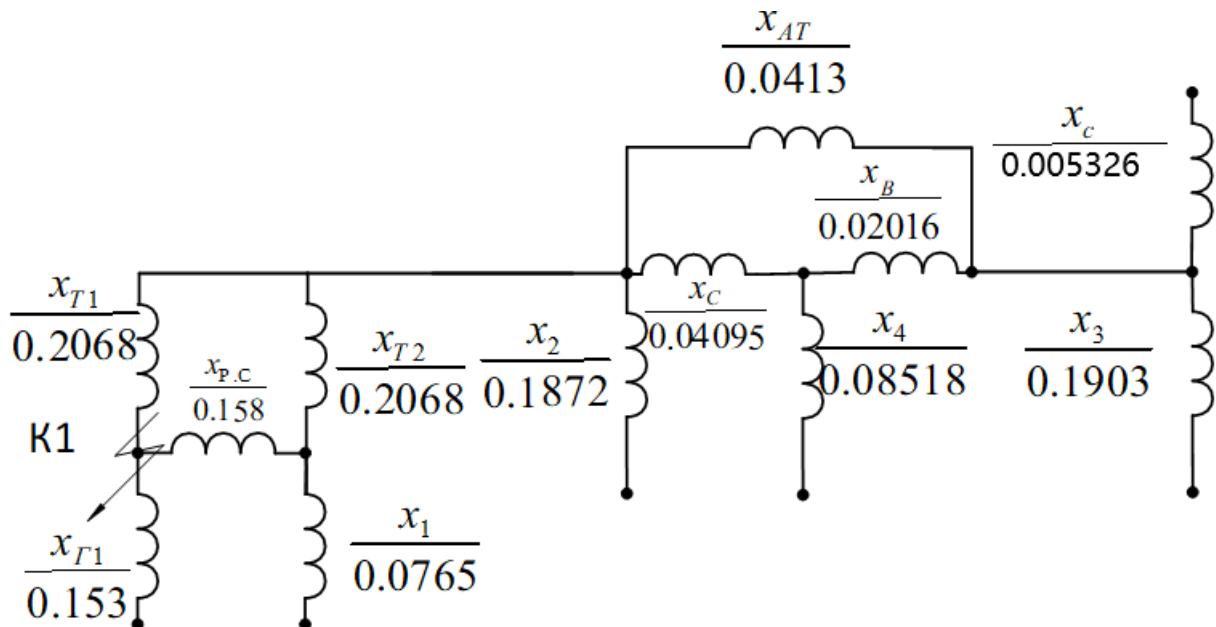
$$I_{\text{к.з. (сист)}} = \frac{U_{330}}{U_6} \cdot I_{\text{к.з. (сист)}} = \frac{330}{10,5} \cdot 29 = 911.429 \text{ кА}$$

$$X_E = \frac{I_6}{I_{\text{к.з. (сист)}}} = \frac{4,33}{911.429} = 0,00475 \text{ в. о.}$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{X_E \cdot X_{CT}}{X_{CT} - X_E} = \frac{0,00475 \cdot 0,0439}{0,0439 - 0,00475} = 0,005326 \text{ в. о.}$$

2.2 Розрахунок струму короткого замикання на ГРП

Згортаємо схему справа наліво відносно точки К1.

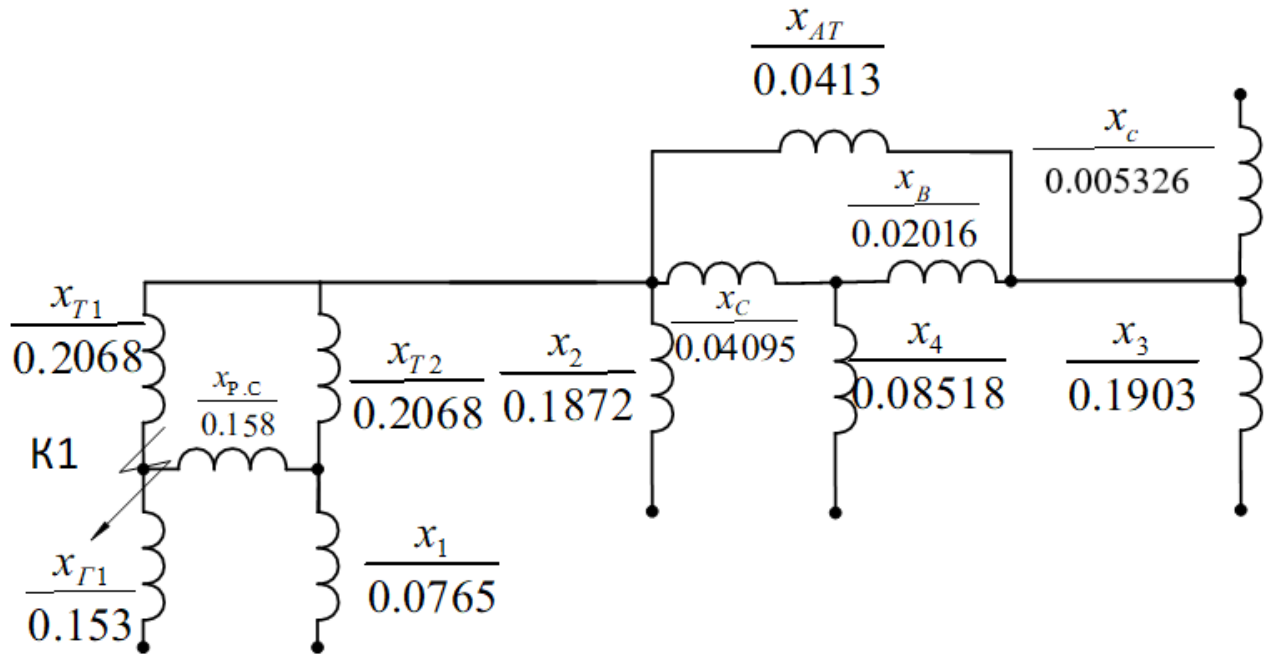


$$X_1 = \frac{X_{G3}}{2} = \frac{0.153}{2} = 0.0765 \text{ в.о}$$

$$X_2 = X_{T3} + X_{G4} = 0.0662 + 0.121 = 0.1872 \text{ в.о}$$

$$X_3 = X_{T4} + X_{G5} = 0.0693 + 0.121 = 0.1903 \text{ в.о}$$

$$X_4 = X_H + X_{r7} = 0.04158 + 0.0436 = 0.08518 \text{ } \epsilon.o$$



$$X_5 = \frac{1}{\frac{1}{X_C} + \frac{1}{X_3}} = \frac{1}{\frac{1}{0.005326} + \frac{1}{0.1903}} = 0.00768 \text{ } \epsilon.o$$

$$X_6 = \frac{X_{AT} \cdot X_C}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.0413 \cdot 0.04095}{0.0413 + 0.04095 + 0.02016} = 0.0165 \epsilon.o$$

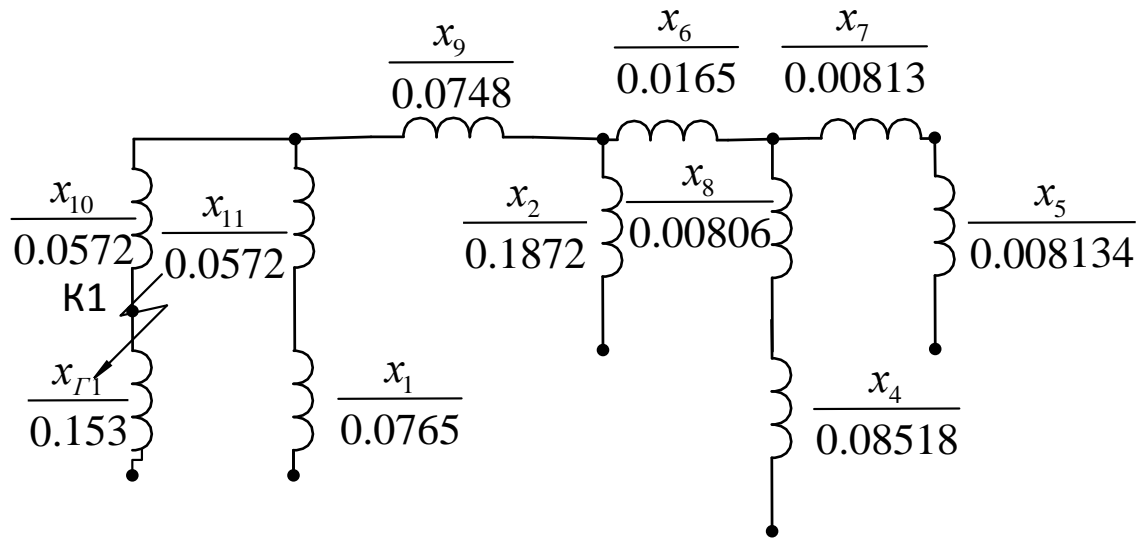
$$X_7 = \frac{X_{AT} \cdot X_B}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.0413 \cdot 0.02016}{0.0413 + 0.04095 + 0.02016} = 0.00813 \epsilon.o$$

$$X_8 = \frac{X_B \cdot X_C}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.02016 \cdot 0.04095}{0.0413 + 0.04095 + 0.02016} = 0.00806 \epsilon.o$$

$$X_9 = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2} + X_{P.C}} = \frac{0.2067 \cdot 0.2067}{0.2067 + 0.2067 + 0.158} = 0.0748 \epsilon.o$$

$$X_{10} = \frac{X_{T1} \cdot X_{P.C}}{X_{T1} + X_{T2} + X_{P.C}} = \frac{0.2067 \cdot 0.158}{0.2067 + 0.2067 + 0.158} = 0.0572 \epsilon.o$$

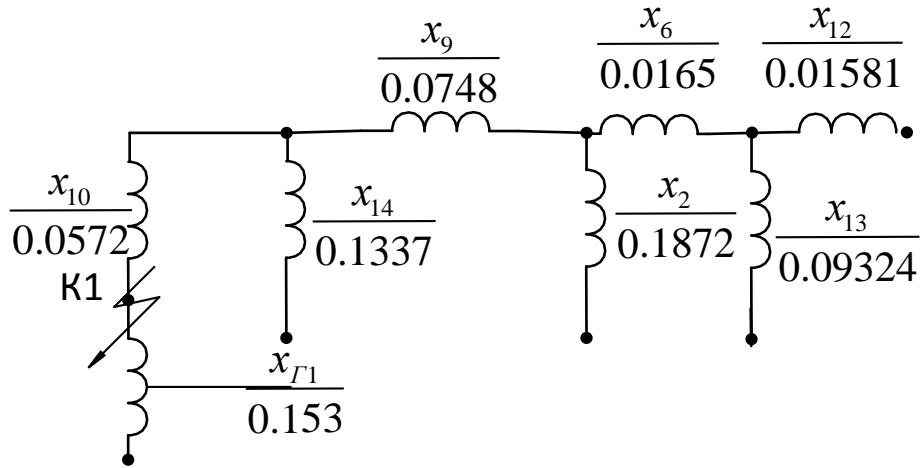
$$X_{11} = \frac{X_{T2} \cdot X_{P.C}}{X_{T1} + X_{T2} + X_{P.C}} = \frac{0.2067 \cdot 0.158}{0.2067 + 0.2067 + 0.158} = 0.0572 \text{ } \epsilon.o$$



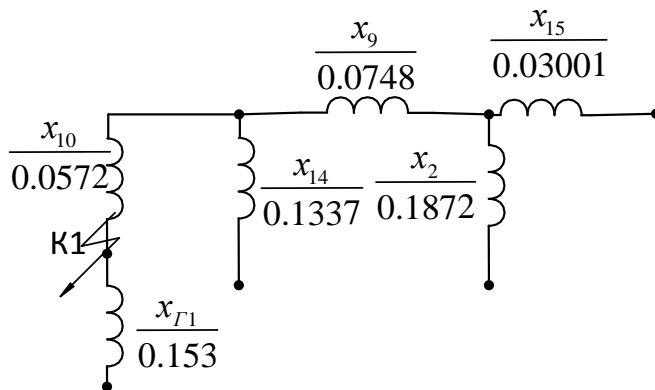
$$X_{12} = X_5 + X_7 = 0.00768 + 0.00813 = 0.01581 \text{ } \epsilon.o$$

$$X_{13} = X_4 + X_8 = 0.08518 + 0.00806 = 0.09324 \text{ } \epsilon.o$$

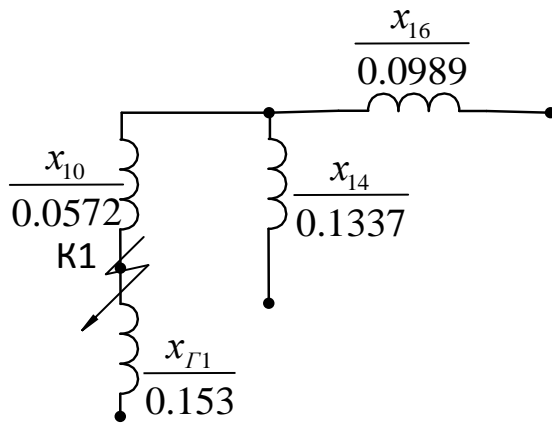
$$X_{14} = X_1 + X_{11} = 0.0765 + 0.0572 = 0.1337 \text{ } \epsilon.o$$



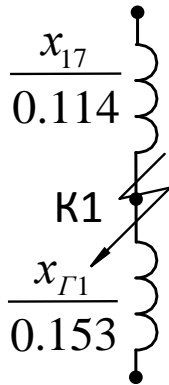
$$X_{15} = \frac{X_{12} \cdot X_{13}}{X_{12} + X_{13}} + X_6 = \frac{0.01581 \cdot 0.09324}{0.01581 + 0.09324} + 0.0165 = 0.03001 \text{ } \epsilon.o$$



$$X_{16} = \frac{X_{15} \cdot X_2}{X_{15} + X_2} + X_9 = \frac{0.03001 \cdot 0.1872}{0.03001 + 0.1872} + 0.0748 = 0.0989 \text{ } \epsilon.o$$



$$X_{17} = \frac{X_{16} \cdot X_{14}}{X_{16} + X_{14}} + X_{10} = \frac{0.0989 \cdot 0.1337}{0.0989 + 0.1337} + 0.0572 = 0.114 \text{ в.о.}$$



$$X_{\text{екв}} = \frac{X_{17} \cdot X_{\Gamma 1}}{X_{17} + X_{\Gamma 1}} = \frac{0.114 \cdot 0.153}{0.114 + 0.153} = 0.0653 \text{ в.о.}$$

Знайдемо коефіцієнти струморозподілу по гілкам схеми:

$$C = 1$$

$$C_1 = C \frac{X_{\Gamma 1}}{X_{17} + X_{\Gamma 1}} = 1 \cdot \frac{0.153}{0.114 + 0.153} = 0.573$$

$$C_2 = C \frac{X_{17}}{X_{17} + X_{\Gamma 1}} = 1 \cdot \frac{0.114}{0.114 + 0.153} = 0.427$$

$$C_3 = C_1 \frac{X_{14}}{X_{14} + X_{16}} = 0.573 \cdot \frac{0.1337}{0.1337 + 0.0989} = 0.3294$$

$$C_4 = C_1 \frac{X_{16}}{X_{14} + X_{16}} = 0.573 \cdot \frac{0.0989}{0.1337 + 0.0989} = 0.2436$$

$$C_5 = C_4 \frac{X_{P.C}}{X_{P.C} + X_6} = 0.2436 \cdot \frac{0.158}{0.158 + 0.0765} = 0.1638$$

$$C_6 = C_4 \frac{X_6}{X_{P.C} + X_6} = 0.2436 \cdot \frac{0.0765}{0.158 + 0.0765} = 0.0794$$

$$C_{\Gamma 3} = \frac{C_5}{2} = \frac{0,1638}{2} = 0.0819$$

$$C_7 = C_3 \frac{X_2}{X_{15} + X_2} = 0.3294 \cdot \frac{0.1872}{0.1872 + 0.028258} = 0.281$$

$$C_8 = C_3 \frac{X_{15}}{X_{15} + X_2} = 0.3294 \cdot \frac{0.028258}{0.1872 + 0.028258} = 0.0484$$

$$C_9 = C_7 \frac{X_{13}}{X_{13} + X_{12}} = 0.281 \cdot \frac{0.09324}{0.09324 + 0.013455} = 0.2456$$

$$C_{10} = C_7 \frac{X_{12}}{X_{13} + X_{12}} = 0.281 \cdot \frac{0.09324}{0.09324 + 0.013455} = 0.0354$$

$$C_{11} = C_9 \frac{X_3}{X_3 + X_c} = 0.2456 \cdot \frac{0.1903}{0.1903 + 0.008004} = 0.2356$$

$$C_{12} = C_9 \frac{X_c}{X_3 + X_c} = 0.2456 \cdot \frac{0.008004}{0.1903 + 0.008004} = 0.0099$$

Назва променя	N променя	S _л , МВА	C
Г ₁	1	78.75	0.427
Система	2	78.75	0.2356
Г ₂ , Г ₃ , Г ₄ , Г ₅ , Г ₆ , Г ₇	3	760.5	0.3374
Σ		918	1

Для променів маємо:

1) для променя 1:

номінальний струм променя

$$I_{нсн1} = \frac{S_{n1}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 \text{ кА}$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{розрах.13} = \frac{X_E \cdot S_{n1}}{C_{n1} \cdot S_6} = \frac{0.0653 \cdot 78.75}{0.427 \cdot 78.75} = 0.153$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{розрах.12} = \frac{2X_E \cdot S_{n1}}{C_{n1} \cdot S_6} = \frac{2 \cdot 0.0653 \cdot 78.75}{0.427 \cdot 78.75} = 0.306$$

2) для променя 2 (система):

номінальний струм променя

$$I_{нсн2} = \frac{S_{n2}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 \text{ кА}$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.23}} = \frac{X_E \cdot S_{n2}}{C_{n2} \cdot S_6} = \frac{0.0653 \cdot 78.75}{0.2356 \cdot 78.75} = 0.274$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.22}} = \frac{2 \cdot X_E \cdot S_{n2}}{C_{n2} \cdot S_6} = \frac{2 \cdot 0.0653 \cdot 78.75}{0.2356 \cdot 78.75} = 0.547$$

3) для променя 3:

номінальний струм променя

$$I_{нл3} = \frac{S_{л3}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{760.5}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 41.817 \text{ кА}$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.33}} = \frac{X_E \cdot S_{n3}}{C_{n3} \cdot S_6} = \frac{0.0653 \cdot 760.5}{0.3374 \cdot 78.75} = 1.869$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.32}} = \frac{2 \cdot X_E \cdot S_{л3}}{C_{л3} \cdot S_6} = \frac{2 \cdot 0.0653 \cdot 760.5}{0.3374 \cdot 78.75} = 3.738$$

По розрахункових кривих визначаємо відносно значення періодичної складової струму КЗ кожного з променів схеми, а також відразу обчислюємо значення струмів, що діють, і ударний струм для кожного виду КЗ:

1) Трифазне КЗ, промінь 1 ($m = 1$):

$$I'_{0.0л13} = 6.6$$

$$I'_{0.1л13} = 4.8$$

$$I'_{\infty л13} = 2.6$$

Струми в кА:

$$I_{л13_0.0} = I'_{0.0л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 6.6 \cdot 1 \cdot 4.33 = 28.578 \text{ кА}$$

$$I_{л13_0.1} = I'_{0.1л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 4.8 \cdot 1 \cdot 4.33 = 20.784 \text{ кА}$$

$$I_{л13_ \infty} = I'_{\infty л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 2.6 \cdot 1 \cdot 4.33 = 11.258 \text{ кА}$$

2) Трифазне КЗ, промінь 2 (система)

$$I'_{0.0л23} = I'_{0.1л23} = I'_{\infty л23} = \frac{1}{X_{\text{розрах.}}} = \frac{1}{0.274} = 3.655$$

Струми в кА:

$$I_{л23_0.0} = I'_{0.0л23} \cdot m \cdot I_{нсп2} = 3.655 \cdot 1 \cdot 4.33 = 15.829 \text{ кА}$$

$$I_{л23_0.1} = I'_{0.1л23} \cdot m \cdot I_{нсп2} = 3.655 \cdot 1 \cdot 4.33 = 15.829 \text{ кА}$$

$$I_{л23_ \infty} = I'_{\infty л23} \cdot m \cdot I_{нсп2} = 3.655 \cdot 1 \cdot 4.33 = 15.829 \text{ кА}$$

3) Трифазне КЗ, промінь 3

$$I'_{0.0л33} = 0.62$$

$$I'_{0.1л33} = 0.59$$

$$I'_{\infty л33} = 0.56$$

Струми в кА:

$$I_{ЛЗ3_0.0} = I'_{0.0ЛЗ3} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.62 \cdot 1 \cdot 41.817 = 25.926 \text{ кА};$$

$$I_{ЛЗ3_0.1} = I'_{0.1ЛЗ3} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.59 \cdot 1 \cdot 41.817 = 24.672 \text{ кА};$$

$$I_{ЛЗ3_∞} = I'_{∞ЛЗ3} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.56 \cdot 1 \cdot 41.817 = 23.417 \text{ кА};$$

$$\text{Ударний струм: } i_{уд_3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Σ3} \cdot 0.0 = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 70.333 = 193.958 \text{ кА}$$

4) двофазне КЗ, промінь 1 ($m_2 = \sqrt{3}$):

$$I'_{0.0Л12} = 3.3$$

$$I'_{0.1Л12} = 2.75$$

$$I'_{∞Л12} = 2.3$$

струми в кА:

$$I_{Л12_0.0} = I'_{0.0Л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 3.3 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 24.7 \text{ кА}$$

$$I_{Л12_0.1} = I'_{0.1Л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 2.75 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 20.624 \text{ кА}$$

$$I_{Л12_∞} = I'_{∞Л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 2.3 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 17.25 \text{ кА}$$

5) двофазне КЗ, промінь 2 (система)

$$I'_{0.0Л22} = I'_{0.1Л22} = I'_{∞Л22} = \frac{1}{X_{розр.}} = \frac{1}{0.547} = 1.828$$

струми в кА:

$$I_{Л12_0.0} = I'_{0.0Л22} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 1.828 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 13.708 \text{ кА}$$

$$I_{Л12_0.1} = I'_{0.1Л22} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 1.828 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 13.708 \text{ кА}$$

$$I_{Л12_∞} = I'_{∞Л22} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 1.828 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 13.708 \text{ кА}$$

6) двофазне КЗ, промінь 3

$$I'_{0.0Л32} = I'_{0.1Л32} = I'_{∞Л32} = \frac{1}{X_{розр.}} = \frac{1}{3.738} = 0.267$$

струми в кА:

$$I_{Л32_0.0} = I'_{0.0Л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.267 \cdot \sqrt{3} \cdot 41.817 = 19.198 \text{ кА}$$

$$I_{Л32_0.1} = I'_{0.1Л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.267 \cdot \sqrt{3} \cdot 41.817 = 19.198 \text{ кА}$$

$$I_{Л32_∞} = I'_{∞Л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.267 \cdot \sqrt{3} \cdot 41.817 = 19.198 \text{ кА}$$

Результати занесемо до табл.2.2

Таблиця 2.2

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U _б , кВ	X _{Σ1}	X _{Σ2}	X _{Σ0}	X _Σ	Параметри променів				
								№	S _л	C _л	I _{нл}	X _{розрах}
1	К ₁	(3)	10.5	0.0653	—	—	0.0653	1	78.75	0.427	4.33	0.153
								2	78.75	0.2387	4.33	0.274
								3	760.5	0.3343	41.817	1.886
								Σ	918	1	50.477	2.313
2	К ₁	(2)	10.5	0.0653	0.653	—	0.1306	1	78.75	0.427	4.33	0.306
								2	78.75	0.2387	4.33	0.547
								3	760.5	0.3343	41.817	3.773
								Σ	918	1	50.477	4.626

Продовження таблиці 2.2

m ⁰	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0} , кА	I _{0.1} , кА	I _∞ , кА	I _{уд} , кА
----------------	-------------------	-------------------	-----------------	-----------------------	-----------------------	---------------------	----------------------

1	6.6	4.8	2.6	28.578	20.784	11.258	193.958
	3.655	3.655	3.655	15.829	15.829	15.829	
	0.62	0.59	0.56	25.926	24.672	23.417	
Σ	10.875	9.045	6.815	70.333	61.285	50.504	
$\sqrt{3}$	3.3	2.75	2.3	24.7	20.624	17.25	
	1.828	1.828	1.828	13.708	13.708	13.708	
	0.265	0.265	0.265	19.198	19.198	19.198	
Σ	5.393	4.843	4.393	57.606	53.53	50.156	

3. Відкриті розподільчі установки

3.1 Опис розподільчої установки

Проектована ТЕЦ має два розподільні пристрої високої напруги, виконані на відкритому повітрі.

ВРП 110 кВ

Для видачі потужності станції на напрузі 110 кВ приймаємо 4 лінії електропередачі.

Визначаємо загальну кількість приєднань 110 кВ:

- трансформатори зв'язку 110/10 кВ – 2;
- автотрансформатори зв'язку 110/330 кВ – 2;
- блочний трансформатор 110кВ – 1;
- резервний трансформатор власних потреб 110/6 кВ – 1;
- лінії електропередачі 110 кВ – 4.

Всього 10 приєднань.

Враховуючи кількість приєднань, приймаємо схему ВРП-110 кВ з двома робочими системами шин і з обхідною системою шин.

Прийнята схема забезпечує достатню надійність роботи ВРП-110 кВ.

Наявність обхідної системи шин 110 кВ дає можливість виводити в ремонт вимикачі приєднань 110 кВ із заміною на обхідний вимикач без перерви енергопостачання споживачів. Збірні шини й ошиновку виконують неізолюваними сталевалюмінієвими проводами на відтяжних і підвісних гірляндах ізоляторів або твердими алюмінієвими трубами на опорних ізоляторах. Жорсткі шини дозволяють застосувати більш прості несучі конструкції, зменшити займану площу й висоту ВРП. Однак вартість жорстких шинних конструкцій вище вартості гнучких шин, а також для їхнього кріплення потрібні більш дорогі й менш надійні опорні ізолятори. Тому на проектованій станції збірні шини й ошиновка виконані неізолюваними сталевалюмінієвими проводами. Майданчик ВРП захищається від іншої території станції внутрішнім забором висотою 1.6 м – суцільним, сітчастим, ґратчастим.

ВРП 330 кВ

Для з'єднання електростанції з системою та видачі або прийому потужності в енергосистему або з енергосистеми приймаємо 2 лінії електропередачі 330 кВ.

Визначаємо загальну кількість приєднань 330 кВ:

- лінії електропередачі 330 кВ – 2;

- блочний трансформатор 330/10 кВ – 1;
- автотрансформатори зв'язку 330/110 кВ – 2;

Всього 5 приєднань 330 кВ.

Враховуючи кількість приєднань, приймаємо схему ВРП 330 кВ полуторну з трьома вимикачами на 2 приєднання.

В нормальному режимі відключення будь-якого елементу схеми не призводить до порушення зв'язку з енергосистемою та до перерви енергопостачання споживачів.

3.2 Вибір і перевірка гнучких шин

У РП 35 кВ і вище застосовуються гнучкі шини, виконані проводами АС. Гнучкі струмопроводи для з'єднання генераторів і трансформаторів з РП 6-10 кВ виконуються пучком проводів, закріплених по окружності в кільцях-обіймах. Два проводи з пучка — сталевалюмінієві — несуть в основному механічне навантаження від власної маси струмопровода, ожеледі й вітру. Інші проводи — алюмінієві — є тільки струмоведучими. Перетин окремих проводів у пучку рекомендується вибирати максимально великим (500, 600 мм²), тому що це зменшує число проводів і вартість струмопровода.

Перетин гнучких шин і струмопроводів вибирається:

по економічній щільності струму: $q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{ек}}}$

і перевіряється по тривалому припустимому струму з умови нагрівання

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{доп}},$$

- по припустимій термічній дії струму к.з.

$$\Theta_{\text{к}} \leq \Theta_{\text{к.доп}} \text{ або } q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q$$

- по електродинамічній дії струму к.з.

Гнучкі шини й струмопроводи звичайно кріпляться на гірляндах підвісних ізоляторів з досить великою відстанню між фазами. Так, для збірних шин прийняті відстані: при напрузі 35 кВ - 1,5 м; 110 кВ - 3,0 м; 330 кВ - 4,0 м; для струмопроводів генераторної напруги – 3,0 м. При таких відстанях сили взаємодії між фазами невеликі, і тому розрахунки на динамічну стійкість гнучких шин звичайно не роблять. Однак при більших струмах к.з. проведення у фазах можуть настільки зблизитися один з одним, що відбудеться їх схльостування.

Найбільше зближення фаз спостерігається при двофазному короткому замиканні сусідніх фаз, коли проводи спочатку відкидаються в протилежні сторони, а потім, після відключення струму к.з., рухаються назустріч один одному. Їхнє зближення буде тим більше, чим менша відстань між фазами,

чим більша стріла прогину й чим більша тривалість протікання й величина струму к.з.

3.3 Розрахунок струму короткого замикання РП-110кВ по методу загальної зміни

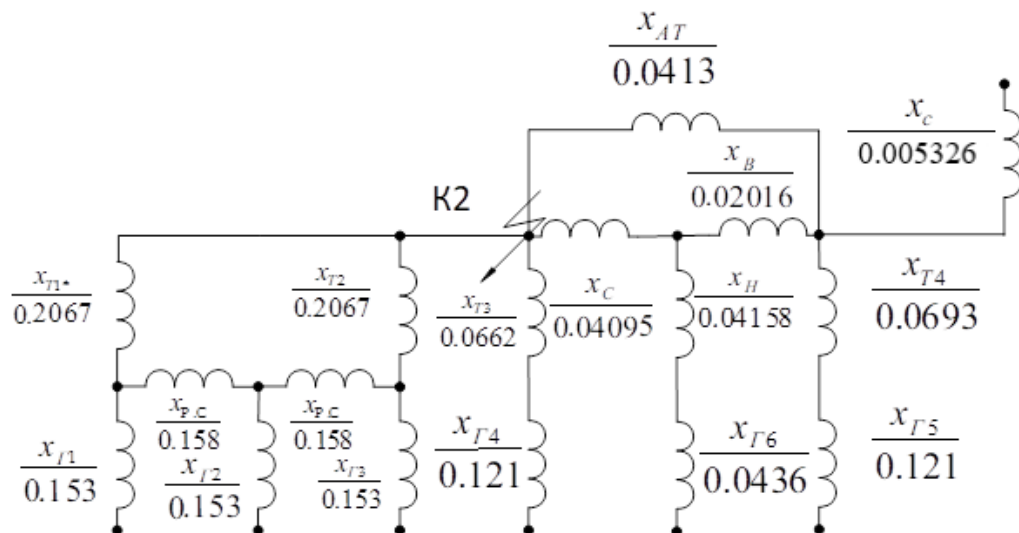
Визначимо реактивний опір системи з урахуванням того, що $U_{6110} = 110$ кВ. Відносний опір системи, наведений до базисної напруги 110 кВ:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,33 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.з.}(сист)} = \frac{U_{330}}{U_6} \cdot I_{\text{к.з.}(сист)} = \frac{330}{10,5} \cdot 29 = 911,429 \text{ кА}$$

$$X_E = \frac{I_6}{I_{\text{к.з.}(сист)}} = \frac{4,33}{911,429} = 0,00475 \text{ в. о.}$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{X_E \cdot X_{CT}}{X_{CT} - X_E} = \frac{0,00475 \cdot 0,0439}{0,0439 - 0,00475} = 0,005326 \text{ в. о.}$$



$$X_1 = \frac{X_{I1}}{2} = \frac{0.153}{2} = 0.077 \text{ в.о.}$$

$$X_2 = \frac{X_P}{2} = \frac{0.158}{2} = 0.079 \text{ в.о.}$$

$$X_3 = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{0.2067}{2} = 0.1034 \text{ в.о.}$$

$$X_4 = X_{T3} + X_{I4} = 0.0662 + 0.121 = 0.1872 \text{ в.о.}$$

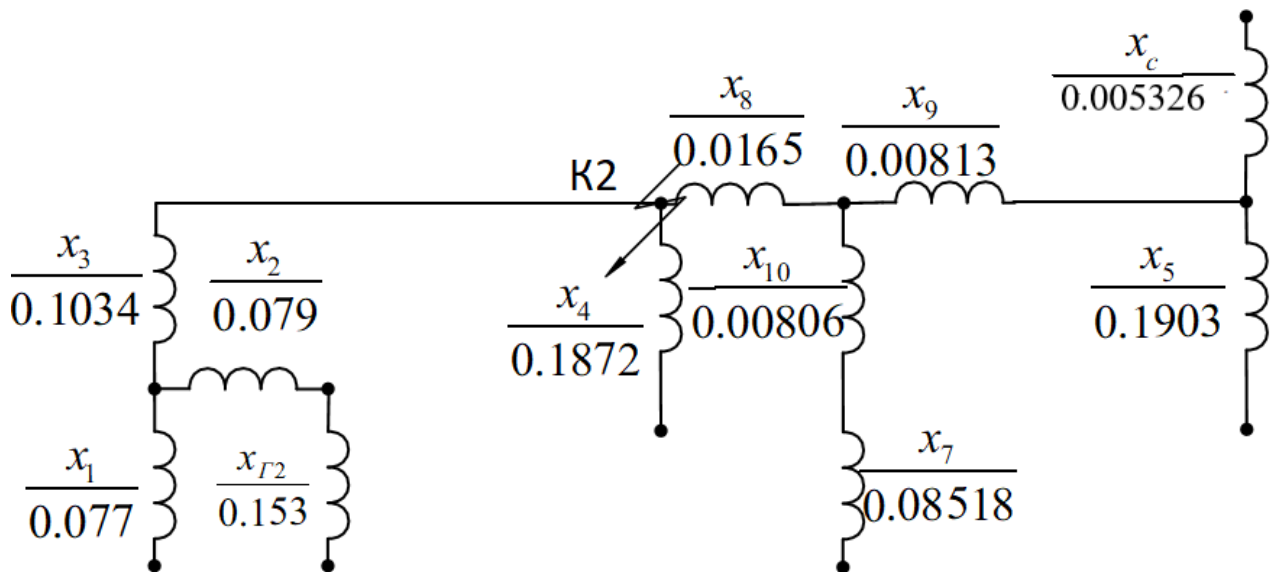
$$X_5 = X_{T4} + X_{I5} = 0.0693 + 0.121 = 0.1903 \text{ в.о.}$$

$$X_7 = X_H + X_{I6} = 0.04158 + 0.0436 = 0.08518 \text{ в.о.}$$

$$X_8 = \frac{X_{AT} \cdot X_C}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.0413 \cdot 0.04095}{0.0413 + 0.04095 + 0.02016} = 0.0165 \text{ в.о.}$$

$$X_9 = \frac{X_{AT} \cdot X_B}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.0413 \cdot 0.02016}{0.0413 + 0.04095 + 0.02016} = 0.00813 \text{ в.о}$$

$$X_{10} = \frac{X_B \cdot X_C}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.02016 \cdot 0.04095}{0.0413 + 0.04095 + 0.02016} = 0.00806 \text{ в.о}$$

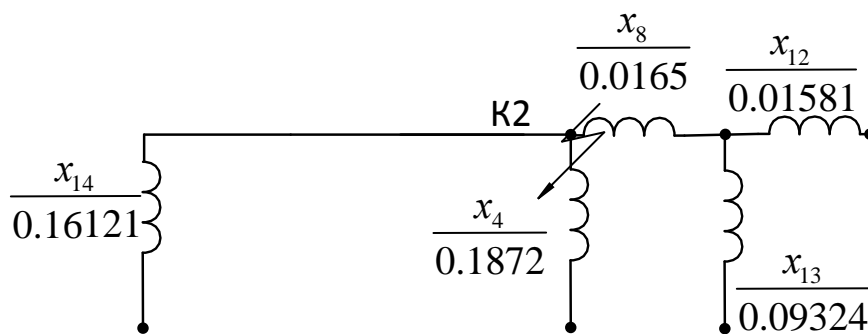


$$X_{11} = X_{Г2} + X_2 = 0.153 + 0.079 = 0.232 \text{ в.о}$$

$$X_{12} = \frac{1}{\frac{1}{X_C} + \frac{1}{X_5}} + X_9 = \frac{1}{\frac{1}{0.008004} + \frac{1}{0.1903}} + 0.00813 = 0.01581 \text{ в.о}$$

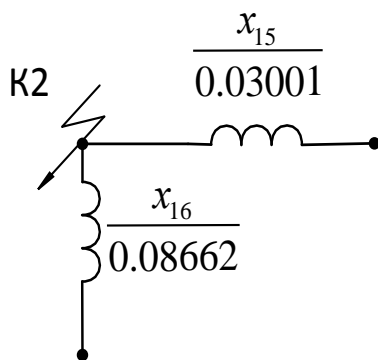
$$X_{13} = X_{10} + X_7 = 0.00806 + 0.08518 = 0.09324 \text{ в.о}$$

$$X_{14} = \frac{X_{11} \cdot X_1}{X_{11} + X_1} + X_3 = \frac{0.232 \cdot 0.077}{0.232 + 0.077} + 0.1034 = 0.16121 \text{ в.о}$$



$$X_{15} = \frac{X_{12} \cdot X_{13}}{X_{12} + X_{13}} + X_8 = \frac{0.01581 \cdot 0.09324}{0.01581 + 0.09324} + 0.0165 = 0.03001 \text{ в.о}$$

$$X_{16} = \frac{X_{14} \cdot X_4}{X_{14} + X_4} = \frac{0.16121 \cdot 0.1872}{0.16121 + 0.1872} = 0.08662 \text{ в.о}$$



Маємо:

$$X_{екв} = \frac{X_{15} \cdot X_{16}}{X_{15} + X_{16}} = \frac{0.03001 \cdot 0.08662}{0.03001 + 0.08662} = 0.022 \text{ в.о.}$$

Розрахуємо струм короткого замикання

Потужність променя $S_L = 839.25 \text{ МВА}$

Номинальний струм променю:

$$I_{н110} = \frac{S_L}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi 110}} = \frac{839.25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 4.405 \text{ кА}$$

Розрахунковий опір променя при трьохфазному к.з.:

$$X_{розрах.110} = X_{екв} \cdot \frac{S_L}{S_B} = 0.022 \cdot \frac{839.25}{78.75} = 0.224 \text{ в.о.}$$

1) Для трифазного к.з по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0Л} = 4.8$$

$$I'_{0.1Л} = 3.7$$

$$I'_{\infty Л} = 3.2$$

Струми в кА:

$$I_{ЛЗ_0.0} = I'_{0.0Л} \cdot m \cdot I_{нЛ} = 4.8 \cdot 1 \cdot 4.405 = 21.144 \text{ кА};$$

$$I_{ЛЗ_0.1} = I'_{0.1Л} \cdot m \cdot I_{нЛ} = 3.7 \cdot 1 \cdot 4.405 = 16.298 \text{ кА};$$

$$I_{ЛЗ_ \infty} = I'_{\infty Л} \cdot m \cdot I_{нЛ} = 3.2 \cdot 1 \cdot 4.405 = 14.096 \text{ кА};$$

$$\text{Ударний струм: } i_{уд_3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Л_0.0} = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 21.144 = 58.308 \text{ кА}$$

2) Для двофазного к.з ($m_2 = \sqrt{3}$) по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0Л} = 2.2$$

$$I'_{0.1Л} = 1.9$$

$$I'_{\infty Л} = 1.6$$

Струми в кА:

$$I_{Л2_0.0} = I'_{0.0Л} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 2.2 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.405 = 13.352 \text{ кА};$$

$$I_{Л2_0.1} = I'_{0.1Л} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 1.9 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.405 = 11.826 \text{ кА};$$

$$I_{Л2_∞} = I'_{∞Л} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 1.6 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.405 = 10.3 \text{ кА};$$

Результати занесемо до табл.3.3

Таблиця 3.3

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U _б , кВ	X _{Э1}	X _{Э2}	X _{Э0}	X _{Э(°)}	Параметри променів			
								S _Л	C _Л	I _{НЛ}	X _{РОЗР.}
1	К ₄	(3)	110	0.022	—	—	0.022	839.25	1	4.405	0.224
2	К ₄	(2)	110	0.022	0.022	—	0.044	839.25	1	4.405	0.448

m ⁰	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0}	I _{0.1}	I _∞	I _{уд}
1	4.8	3.7	3.2	21.144	16.298	14.096	58.308
√3	2.2	1.9	1.6	13.352	11.826	10.3	-

4. Вибір і перевірка обладнання розрахункового відгалудження

4.1 Вибір лінійного реактора

Визначаємо кількість реакторів.

Кількість приєднань на секцію 10,5 кВ:

$$n_c = \frac{n_c}{4} = \frac{32}{4} = 8 \text{ шт.}$$

Приймаємо по 4 відгалудження на лінійний реактор.

Кількість л.р. на секцію 10,5 кВ:

$$n_{лр} = \frac{8}{4} = 2 \quad \text{Приймаємо 2 л.р. на секцію 10,5 кВ}$$

$$I_{розр.утяж.} = \frac{P_{р.в.} \cdot n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot 0,95} = \frac{6.53 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85 \cdot 0,95} = 0,67 \text{ кА}$$

$$I_{ном.р.} \geq I_{розр.} \cdot \text{Приймаємо } I_{ном.р.} = 2000 \text{ А.}$$

Визначаємо опір реактора. Опір реактора повинен бути таким, що знижує $I_{к.з.}$ до величини $I_{відкл.}$ вимикача, який знаходиться на цій лінії.

Приймаємо вимикачі з $I_{відкл.} = 29 \text{ кА}$.

$$X_{E1} = \frac{I_6}{I_{відкл}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \cdot \frac{1}{I_{відкл}} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 29} = 0,138$$

$$\bar{X}_{p*} = X_{E1} - X_E = 0,138 - 0,0653 = 0,0727$$

Вибираємо реактор на 10 кВ РБГ-10-2000-0.14УЗ, з паспортними даними приведеними в табл.4.1.1 [4].

Таблиця 4.1.1

U _н , кВ	Тривалий струм, А	X _{ном} , Ом	Номін. втрати на фазу, кВт	I _{дин.} , кА	I _{терм.} , кА	t _{терм.} , С
10	2000	0.14	6.1	79	31.1	8

$$X_{p \text{ ном. ум.}*} = \bar{X}_{p*} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{нр}}{S_6} = 0,14 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2}{78,75} = 0,0615 \text{ в.о.}$$

$$Z_p (\text{Ом}) = X_{p \text{ ном. ум.}}^{в.о.} \cdot Z_n = 0,0615 \cdot \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 2} = 0,178 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо струм к.з. за реактором. Потужність променя:

$$S_L = 839,25 \text{ МВА}$$

Номінальний струм променя:

$$I_{н.л.} = \frac{S_L}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{839,25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 46,147 \text{ кА.}$$

$$\bar{X}_{p \text{ л.}*} = X_{ном} \cdot \frac{S_6}{U_{нл}^2} = 0,14 \cdot \frac{78,75}{10^2} = 0,11 \text{ в.о.}$$

$$X_{e1} = \bar{X}_{p \text{ л.}*} + X_e = 0,11 + 0,0653 = 0,1753 \text{ в.о.}$$

$$X_{розрах.} = X_{e1} \cdot \frac{S_E}{S_6} = 0,1753 \cdot \frac{839,25}{78,75} = 1,868 \text{ в.о.}$$

1) Для трьохфазного к.з по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{рт0.0} = 0,57$$

$$I'_{рт0.1} = 0,54$$

$$I'_{рт\infty} = 0,51$$

Струми в кА:

$$I_{рт0.0} = I'_{рт0.0} \cdot I_{нл} = 0,57 \cdot 46,147 = 26,304 \text{ кА}$$

$$I_{рт0.1} = I'_{рт0.1} \cdot I_{нл} = 0,54 \cdot 46,147 = 24,919 \text{ кА}$$

$$I_{рт\infty} = I'_{рт\infty} \cdot I_{нл} = 0,51 \cdot 46,147 = 23,535 \text{ кА}$$

$$\text{Ударний струм: } i_{р\text{туд}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{рт0.0} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 26,304 = 70,678 \text{ кА}$$

$$\text{Фактичний струм через реактор: } I_{факт.} = I'_{рт0.0} = 25,808 \text{ кА}$$

2) Для двофазного КЗ знаходимо:

$$I'_{pd0.0} = I'_{pd0.1} = I'_{pd\infty} = \frac{1}{x_{роз2}} = \frac{1}{3.736} = 0.268$$

Струми в кА:

$$I_{pm0.0} = \sqrt{3} \cdot I'_{pd0.0} \cdot I_{нл} = \sqrt{3} \cdot 0.268 \cdot 46.147 = 21.392 \text{ кА}$$

$$I_{pm0.1} = \sqrt{3} \cdot I'_{pd0.1} \cdot I_{нл} = \sqrt{3} \cdot 0.268 \cdot 46.147 = 21.392 \text{ кА}$$

$$I_{pm\infty} = \sqrt{3} \cdot I'_{pd\infty} \cdot I_{нл} = \sqrt{3} \cdot 0.268 \cdot 46.147 = 21.392 \text{ кА}$$

Результати занесемо до табл.4.1.2

Таблиця 4.1.2

№ п/ п	Місц е к.з.	Ви д к.з.	U _б , кВ	X _{Э1}	X _{Э2}	X _{Э0}	X _{Э⁽¹⁾}	Параметри променів			
								S _Л	C _Л	I _{нл}	X _{розр.}
1	K ₃	(3)	10,5	0.1753	—	—	0.175 3	839.2 5	1	46.14 7	1.868
2	K ₃	(2)	10,5	0.1753	0.175 3	—	0.350 6	839.2 5	1	46.14 7	3.736

m ⁰	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0}	I _{0.1}	I _∞	I _{уд}
1	0.57	0.54	0.51	26.304	24.919	23.535	70.678
√3	0.268	0.268	0.268	21.392	21.392	21.392	-

1) Перевірку реактора на електродинамічну стійкість виконаємо за умовою:

$$i_{дин.} = 79 \text{ кА} > i_{уд.р.} = 70.678 \text{ кА}.$$

Умова електродинамічної стійкості виконується.

2) Виконаємо перевірку реактора на термічну стійкість:

Заводське значення теплового імпульсу струму к.з.,

$$B_{\kappa}^{зав} = I_T^2 \cdot t_T = 31.1^2 \cdot 8 = 7737.68 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

$I_T = 31.1 \text{ кА}$ – струм термічної стійкості.

$t_{терм} = 8 \text{ с}$ – час термічної стійкості.

Розрахунковий тепловий імпульс струму к.з. за реактором:

$$B_{\kappa}^{розр.} = I_{0.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 26.304^2 \cdot (0.17 + 0.1) = 186.808 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

Приймаємо $T_a = 0.1$.

Приймаємо $t_{р.з.} = 0.1 \text{ сек}.$

$$\tau_{відкл} = t_{\epsilon} + t_{р.з.} = 0.07 + 0.1 = 0.17 \text{ с}. (t_{\epsilon} - \text{повний час відключення вимикача}).$$

$$B_{\kappa}^{зав} = 7737.68 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} > B_{\kappa}^{розр.} = 186.808 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$$

Умова термічної стійкості виконується.

4.2 Вибір вимикача розрахункового відгалуження.

Визначаємо $I_{роб}$ – робочий струм через вимикач:

$$I_{роб.} = \frac{P_{розр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{6,53}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 0,422 \text{ кА}$$

Вибираємо вимикач типу VF 12.08.31 [4]

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{дин.} = 80 \text{ кА} > i_{уд.р.} = 70.678 \text{ кА.}$$

Перевірка на термічну стійкість.

Визначаємо розрахунковий тепловий імпульс струму к.з. за реактором,

Розрахунковий тепловий імпульс струму к.з. за реактором:

$$B_k^{розр} = 186.808 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} < B_k^{зав} = 2977 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$$

Умова на термічну стійкість вимикача виконується.

Занесемо отримані дані в табл.4.2

Вимикач VF 12.08.31 Таблица 4.2

	Напр, U	Струм норм., I	Струм відкл., $I_{відкл.}$	Струм електрод инам. стійк., $I_{уд.}$	Тепловий імпульс струму к.з., B	Повний τ від-ключ., ν
Одиниці вимірювання	кВ	А	кА	кА	$(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	с
Номінальні параметри	10	800	31,5	80	2977	0,07
Розрахункові параметри	10	323	26.304	70.678	186.808	

4.3 Вибір роз'єднувача на лінії місцевого навантаження

$$I_{роб.} = \frac{P_{розр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{6,53}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 0,422 \text{ кА}$$

За умовами експлуатації пропонується роз'єднувач типу РВ-10/1000 УЗ [4].

Вибір та перевірка роз'єднувача здійснюється в табличній формі, де порівнюються розрахункові та паспортні дані.

Тип роз'єднувача РВ-10/1000 УЗ Таблица 4.3

	Напруга, U	Струм норм., I	Струм електродин. стійк., $I_{уд.}$	Тепловий імпульс струму к.з., B
Одиниці вимірювання	кВ	А	кА	$(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$
Номінальні параметри	10	1000	100	5260
Розрахункові параметри	10	340	70.678	186.808

4.4 Вибір кабелю

Вибираємо кабель по допустимому струму.

$$I_{\text{роб.}} = \frac{P_{\text{розр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{6,53}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 0,422 \text{ кА}$$

Вибираємо трьохжильний кабель АПВЭВ $U_{\text{ном.}}=10 \text{ кВ}$ [4].

Вибираємо кабель з перерізом струмопровідної жили 240 мм^2 , з

$$I_{\text{тр.доп.ном}} = 460 \text{ А}.$$

1) Визначимо значення тривало допустимого струму з врахуванням поправки на кількість прокладених поруч в землі кабелів K_1 і температуру довкілля K_2 . При відстані між кабелями 100 мм $K_1 = 0.85$, $K_2 = 1$ при $t=25^\circ\text{C}$:

$$I_{\text{тр.доп}} = 2 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{тр.доп.ном}} = 2 \cdot 1 \cdot 0.85 \cdot 460 = 782 \text{ А}$$

Оскільки $I_{\text{л}} = 340 \text{ А} < I_{\text{тр.доп}} = 782 \text{ А}$, то по допустимому струму кабель підходить.

2) Виконуємо перевірку кабелю на термічну стійкість за умовою:

$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}$ – мінімальний переріз кабелю, який при розрахунковому струмі к.з. обумовлює нагрів кабелю до короткочасно припустимої температури.

B_K – розрахунковий тепловий імпульс струму к.з.

C_T – функція, для кабелю до 10 кВ з алюмінієвими жилами $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}} \cdot \frac{1}{\text{мм}^2}$.

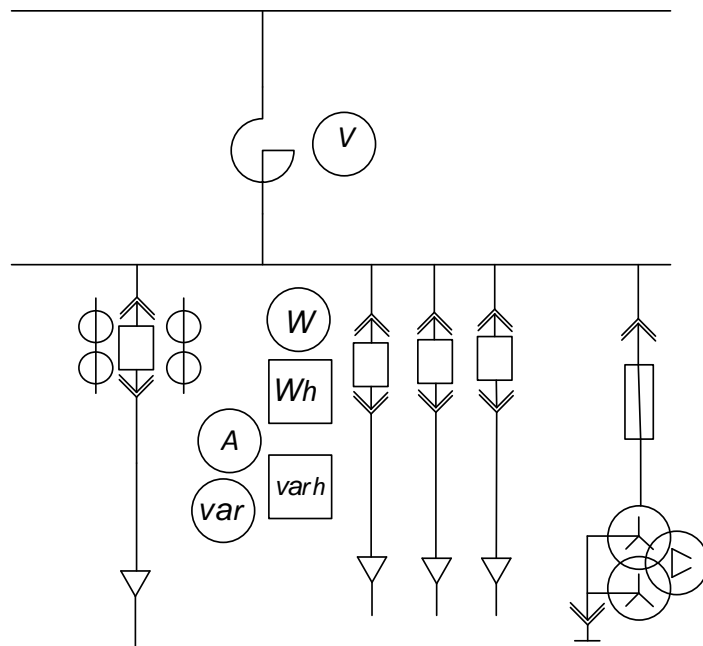
$$q_{min} = \frac{\sqrt{186.808 \cdot 10^6}}{90} = 151.864 \text{ мм}^2.$$

Переріз кабелю $F_{каб} = 3 \cdot F_0 = 3 \cdot 240 = 720 \text{ мм}^2$

Оскільки $q_{станд} = 720 \text{ мм}^2 > q_{min} = 151.864 \text{ мм}^2$

Умова на термічну стійкість кабелю виконується.

4.5 Вибір вимірювального трансформатора струму



Вторинне навантаження трансформаторів струму Таблица 4.5.1

Прилад	Потужність, яка споживається послідов. обмоткою тр-ра I(S), ВА			
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	0,5	0,5	—	—
Лічильник акт. енергії	2,5	2,5	—	2,5
Лічильник реакт. енергії	2,5	2,5	—	2,5
Ватметр	0,5	0,5	—	0,5
Варметр	0,5	0,5	—	0,5

$\sum S$	6,5	6,5	0	6
----------	-----	-----	---	---

$S_{\text{прил}} = 6,5 \text{ ВА}$ – сумарна потужність, що споживається приладами,

$I_{\text{II н}} = 5 \text{ А}$ – номінальний вторинний струм.

Визначаємо сумарний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{\text{II н}}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}.$$

Вибираємо трансформатор струму, який для класу точності 0,5 має відповідний зовнішній опір. Вибираємо трансформатор струму ТПЛ-10 [4] з параметрами:

Таблиця 4.5.2

$U_{\text{н}},$ кВ	$I_{\text{I н}},$ А	$I_{\text{II н}},$ А	Клас точності	Номінальне навантаження, Ом	$I_{\text{ел.дин}},$ кА	$I_{\text{тер}},$ кА	$t_{\text{тер}},$ С
10	600	5	0,5	0,4	74,5	37,6	3

Перехідний опір контактів приймаємо 0,1 Ом, тоді опір проводів:

$$r_{\text{прил}} + r_{\text{конт}} + r_{\text{пр}} = z_{2\text{н}},$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{н}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом}.$$

Приймаючи довжину з'єднувальних проводів з алюмінієвими жилами 5,5 мм, визначаємо переріз:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 5,5}{0,04} = 3,89 \text{ мм}^2,$$

де $\rho = 0,0283$ – питомий опір матеріалу проводу.

В якості з'єднувальних приладів приймаємо багатожильні контрольні кабелі КРВГ з перерізом 4 мм².

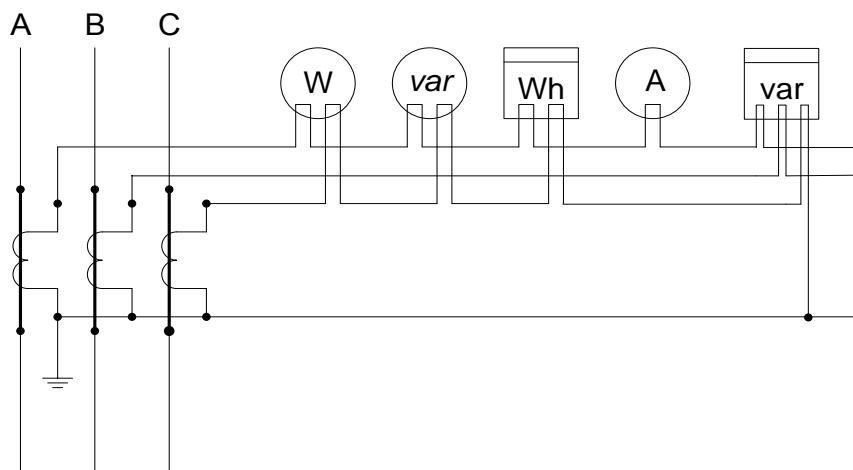
Вибір трансформатору струму виконаємо в табличній формі.

Порівняльна таблиця для трансформатору струму ТПЛ-10

Таблиця 4.5.3

№	Назва параметру	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Трансформатор струму типу ТПЛ-10			
1	Напруга, U	кВ	10	10
2	Струм, I	А	600	323
3	Струм електродинам. стійк., $I_{уд.}$	кА	81	70.678
4	Тепловий імпульс струму к.з., B	$(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	3072	186.808
5	Навантаження, r	Ом	0.4	0.26

Схема підключення вимірювальних приладів по струму:



4.6 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Трансформатор напруги встановлюється на секції збірних шин генератора. До обмоток підключається багато вимірювальних приборів: лічильники, ватметри, варметри, вольтметри, частотоміри і т.д. Але кількість вимірювальних приборів, в залежності від виду буває різною.

Вторинне навантаження трансформаторів напруги Таблиця 4.6.1

№ п/п	Назва приладу	Кількість	Кількість обмоток	Навантаження одного приладу		Навантаження всіх приладів	
				P Вт	Q ВА	ΣP Вт	ΣQ ВА
1	Вольтметр	1	1	2	—	2	—
2	Ватметр	4	2	2	1,85	16	14.8
3	Варметр	4	2	1,5	—	12	—
4	Лічильник реакт.енергії	4	2	—	2.5	—	20
5	Лічильник акт.енергії	4	2	3	2.775	24	22.2
Σ	Всього					54	57

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2} = \sqrt{54^2 + 57^2} = 78.52 \text{ ВА}.$$

Вибираємо трансформатор напруги НТМИ-10-66 УЗ [4].

$$S_{\Sigma} = 78.52 \text{ ВА} < S_n = 120 \text{ ВА}.$$

Вибраний трансформатор напруги забезпечує клас точності 1.

Таблиця 4.6.2 Номінальні параметри трансформатора напруги.

U_n , кВ	U_{In} , В	$U_{II n}$, В	Клас точності	$U_{н доп}$, В	Номінальна потужність в класі точності, ВА		
					0,5	1	3
10	10000	100	0,5	$100 / \sqrt{3}$	120	200	500

Схема підключення вимірювальних приладів по напрузі:

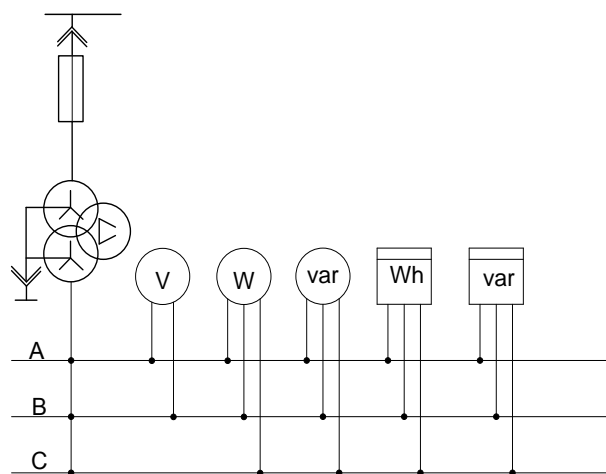
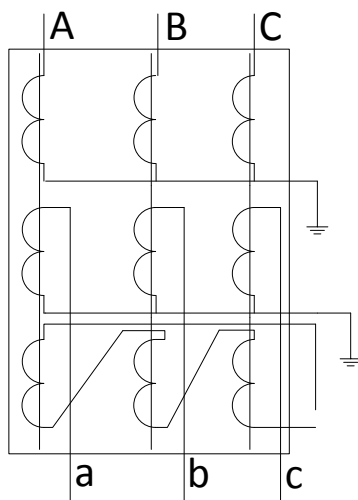


Схема з'єднань обмоток трансформатора напруги НТМИ:



4.7 Розрахунок однофазного короткого замикання на ВРП-110 кВ

Розрахуємо однофазне к.з. на шинах 110 кВ. Прийнемо, що від ВРП – 110кВ відходить чотири ЛЕП довжиною $L=100$ км, з погонним опором $X_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ та за ними знаходяться чотири трансформатори $S_{\text{тр}} = 125$ МВА

Знайдемо величини опорів у відносних одиницях. За базисну прийнемо потужність $S_{\text{б}} = 78.75$ МВА. За базисну візьмемо напругу 110 кВ.

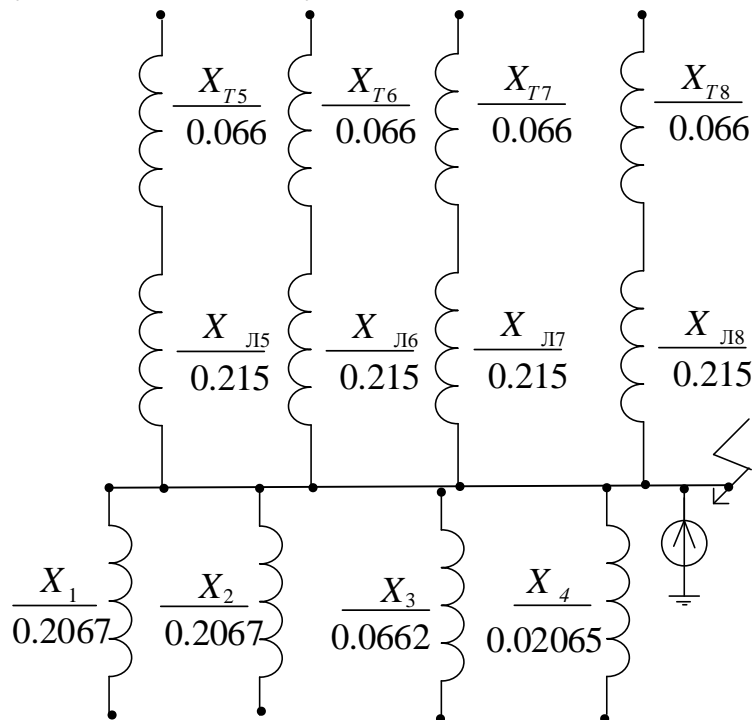
Опір понижуючих трансформаторів:

$$\bar{X}_{T6*} = \bar{X}_{T7*} = \bar{X}_{T8*} = \bar{X}_{T9*} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{H.T.}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.066 \text{ в.о.}$$

Опір ліній:

$$\bar{X}_{Л6*} = \bar{X}_{Л7*} = \bar{X}_{Л8*} = \bar{X}_{Л9*} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{CP}^2} = 0.4 \cdot 100 \cdot \frac{78.75}{121^2} = 0.215 \text{ в.о.}$$

Побудуємо схему заміщення для нульової послідовності:



Еквівалентний опір схеми нульової послідовності буде дорівнювати:

$$\begin{aligned} X_{E(0)} &= \frac{1}{\frac{1}{X_{Л5} + X_{T5}} + \frac{1}{X_{Л6} + X_{T6}} + \frac{1}{X_{Л7} + X_{T7}} + \frac{1}{X_{Л8} + X_{T8}} + \frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4}} = \\ &= \frac{1}{\frac{4}{X_{Л5} + X_{T5}} + \frac{2}{X_1} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4}} = \\ &= \frac{1}{\frac{4}{0.215 + 0.066} + \frac{2}{0.2067} + \frac{1}{0.0662} + \frac{1}{0.02065}} = 0.011 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

Потужність променя $S_{110} = 839.25 \text{ МВА}$

Номінальний струм променя:

$$I_{н110} = \frac{S_{л}}{\sqrt{3} \cdot U_{б110}} = \frac{839.25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 4.405 \text{ кА}$$

Опір струмів нульової послідовності $X_0 = 0,011$

$$X_{екв} = X_1 + X_2 + X_0 = 0,022 + 0,022 + 0,011 = 0,055$$

Розрахунковий опір променя при однофазному к.з.:

$$X_{розрах.110} = X_{екв} \cdot \frac{S_{л}}{S_B} = 0,055 \cdot \frac{839.25}{78.75} = 0.586 \text{ в.о.}$$

Для однофазного к.з (m3=3) по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0л} = 1.65$$

$$I'_{0.1л} = 1.5$$

$$I'_{\infty л} = 1.3$$

Струми в кА:

$$I_{л3_0.0} = I'_{0.0л} \cdot m \cdot I_{нл} = 1.65 \cdot 3 \cdot 4.405 = 21.804 \text{ кА};$$

$$I_{л3_0.1} = I'_{0.1л} \cdot m \cdot I_{нл} = 1.5 \cdot 3 \cdot 4.405 = 19.822 \text{ кА};$$

$$I_{л3_ \infty} = I'_{\infty л} \cdot m \cdot I_{нл} = 1.3 \cdot 3 \cdot 4.405 = 17.179 \text{ кА};$$

Результати занесемо до табл.4.7

Таблиця 4.7

№ п/п	Міс це к.з.	Ви д к.з.	U _б , кВ	X _{E1}	X _{E2}	X _{E0}	X _E	Параметри променів			
								S _л	C _л	I _{нл}	X _{РАСЧ}
1	K ₄	(1)	110	0.022	0.022	0.011	0.055	839.2 5	1	4.405	0.586

m ⁰	I* _{0,0}	I* _{0,1}	I* _∞	I _{0,0}	I _{0,1}	I _∞
3	1.65	1.5	1.3	21.804	19.822	17.179

4.8 Перевірка за умовами корони

Номінальний струм гнучких шин:

$$I_{HL} = \frac{\sum S_T}{\sqrt{3} \times 115 \times 2 \times \cos \varphi} = \frac{3 \cdot 63 + 125 + 400}{\sqrt{3} \times 115 \times 2 \times 0,8} = 2,243 \text{ кА}$$

Необхідний перетин гнучких шин:

$$q_{ном} = \frac{I_{HL} \times 10^3}{j_C} = \frac{2,243 \times 10^3}{1,4} = 1602,16 \text{ мм}^2$$

По таблиці приймаємо два провoda AC-1000/56, які мають наступні параметри:

$q = 1000 \text{ мм}^2$, $d = 42,4 \text{ мм}$, $I_{доп} = 1180 \text{ А}$, $m_{П} = 3210 \text{ кг}$. Відстань між фазами $D = 3 \text{ м}$, фази розташовані горизонтально.

Перевірка необхідна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ та вище.

Розряд у вигляді корони виникає навколо провoda при високих напруженостях електричного поля і супроводжується потріскуванням і світінням.

Процеси іонізації повітря навколо провoda призводять до додаткових втрат електроенергії, до виникнення електромагнітних коливань, які створюють радіоперешкоди, до виникнення озону, який шкідливо впливає на поверхню контактних з'єднань.

Правильний вибір провідників повинен забезпечити зменшення дії корони до допустимих значень.

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля, кВ/см.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad \text{де}$$

m – коефіцієнт, який враховує шершавість поверхні провoda, для багатопроволочних провідів $m = 0,82$;

r_0 – радіус провoda, см. $r_0 = 2,12 \text{ см}$.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{2,12}}\right) = 28,754 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого провoda визначається за виразом:

$$E = \frac{0,354 U}{r_0 \lg \frac{D_{серед}}{r_0}}, \quad \text{де}$$

U – лінійна напруга. Приймаємо $U=126$ кВ (найбільша робоча напруга для мережі 110 кВ згідно з Л-6 – "Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж", п. 12.12.22).

$D_{серед}$ – середньо-геометрична відстань між проводами фаз, см. При горизонтальному розташуванні дротів $D_{серед} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = 1,26 D$.

$$D_{серед} = 1,26 \cdot 3 = 378 \text{ см}.$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 126}{2,12 \lg \frac{378}{2,12}} = 4,059 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

При горизонтальному розташуванні проводів напруженість на середньому проводі приблизно на 7% більше величини E .

Проводи не будуть коронувати, якщо найбільша напруженість поля біля поверхні проводу не більша $0,9 E_0$.

Тоді умова перевірки на корону має вигляд:

$$1,07 E \leq 0,9 E_0.$$

Виконуємо перевірку:

$$1,07 \cdot 5,394 = 4,059 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 28,754 = 25,879 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Таким чином, коронування не виникає.

4.9 Перевірка шин на дотик при к.з.

При великих значеннях струмів к.з. проводи в фазах внаслідок взаємодії можуть наблизитися так, що виникне дотик або перекриття між фазами.

Найбільше зближення фаз спостерігається при двофазному к.з. між сусідніми фазами, коли проводи спочатку відкидаються в протилежні сторони, а потім після відключення к.з. рухаються назустріч один одному. Їх наближення буде тим більшим, чим менша відстань між фазами і чим більша стріла провису, а також чим більша тривалість протікання і величина струму к.з.

Перевіримо гнучкий струмопровід на умови дотику.

Визначимо зусилля від тривалого протікання струму двофазного к.з.

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{0,0}^{(2)2}}{a} \frac{\text{н}}{\text{м}},$$

де, $a = D$ – відстань між фазами.

Приймаємо $D=3$ м.

$I_{0,0}^{(2)}$ – періодична складова струму при двофазному к.з. на шинах 110 кВ для $t=0$. $I_{0,0}^{(2)} = 13,352 \text{ кА}$ за розрахунком.

$$\text{Тоді } f = 0.15 \cdot \frac{13.352^2}{3} = 8.913 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Визначимо силу тяжіння 1 м струмопроводу, кг.

$$g = 9.8 m, \text{ де } m - \text{ маса 1 м стумопроводу, кг.}$$

$$\text{Для АС-1000/56 } m = 3,210 \frac{\text{кг}}{\text{м}}.$$

$$g = 9.8 \cdot 3,210 = 31,458 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Задаючись стрілою прогину h , визначаємо параметр $\frac{\sqrt{h}}{t_c}$, де t_c – еквівалентний за імпульсом час дії швидкодіючого захисту.

$$t_{\text{екв}} = t_3 + 0,05,$$

де, t_3 – дійсна витримка часу захисту від струмів к.з.,

0,05 – враховується вплив аперіодичної складової.

Максимальна стріла прогину h залежить від довжини прольоту, тяжіння проводів, мінімально припустимої відстані від землі, умов монтажу та інших факторів.

Зазвичай, h не більше 2 – 2,2 м.

$$\text{Приймаємо } h = 2 \text{ м, тоді } \frac{\sqrt{h}}{t_c} = \frac{\sqrt{2}}{0,15} = 9,428.$$

По діаграмі рис. 4.8 (Л-2), в залежності від $\frac{f}{g}$ і $\frac{\sqrt{h}}{t_c}$, визначаємо відхилення проводу b та кут α .

$$\frac{f}{g} = \frac{8.913}{31,458} = 0.283. \quad \text{Знаходимо} \quad \frac{b}{h} = 0.25$$

$$\text{Звідси } b = h \cdot 0.24 = 2 \cdot 0.25 = 0.5 \text{ м} \quad \alpha = 15^\circ.$$

Знайдене значення порівнюємо з максимально-допустимим.

$$b_{\text{дон}} = \frac{D - d - a_{\text{дон}}}{2},$$

де, d – діаметр проводу, $d = 0,0424 \text{ м}$;

$a_{\text{дон}}$ – найменша припустима відстань між проводами в момент їх найбільшого зближення.

$$a_{\text{дон}} = 0,45 \text{ м при 110 кВ згідно з ПУЕ.}$$

$$b_{\text{дон}} = \frac{3 - 0.0424 - 0.45}{2} = 1.2538 \text{ м.}$$

$$b_{\text{дон}} = 1,2538 \text{ м} > b = 0.5 \text{ м.}$$

5. Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ГРП, РП-110кВ, та РП-330кВ

5.1 Вибір вимикача та роз'єднувача на ГРП

5.1.1. Вибір вимикача на ГРП

Вимикачі визначаємо за струмом режиму перенавантаження:

$$I_{нв} = 1.05 \cdot I_{ном ген} = 1.05 \cdot \frac{P_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = 1.05 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.85} = 4.279 \text{ кА}$$

МГУ-20-90/6300УЗ

Для визначення струму к.з. через вимикач виконується розрахунок 3-фазного к.з. на шинах 10 кВ для 2-променевої схеми (1-й промінь – генератор, 2-й промінь – всі інші генератори і система).

Періодична складова струму КЗ від системи

$$I_{n,C,0} = I_{n,C} = \frac{I_{\delta}}{X_{\Sigma C}} = \frac{4.33}{0.0653} = 66.208 \text{ (кА)};$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 \text{ (кА)}; \text{ - базисний струм по відношенню до}$$

напруги місця КЗ.

Періодична складова струму КЗ від системи і об'єднаних з нею генераторів Г₂, Г₃, Г₄, Г₅, Г₆ надсилається від шин незмінної напруги і тому вважається незмінною в часі. Задаємось типом вимикача, який відповідає попередньо визначеним умовам експлуатації: номінальна напруга і номінальний струм. В даному випадку можливе використання вимикача МГУ-20-90/6300УЗ, який має час відключення $\Delta t_{від} = 0.15 \text{ (с)}$;

Тоді, з урахуванням $\Delta t_{пз} = 0.05 \text{ (с)}$; час протікання аперіодичної складової струму КЗ

$$t_{роз} = \tau = \Delta t_{від} + \Delta t_{пз} = 0.15 + 0.05 = 0.2 \text{ (с)};$$

Враховуючи, що аперіодична складова струму КЗ від системи

$$T_{a,C}=0.06:$$

$$i_{a,c,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot e^{-\left(\frac{\tau}{T_{a,C}}\right)} = \sqrt{2} \cdot 66.208 \cdot e^{\frac{-0.2}{0.06}} = 3.34 \text{ кА};$$

Повний струм з боку системи для часу:

$$i_{\Sigma,C} = i_{a,c,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 3.34 + \sqrt{2} \cdot 66.208 = 96.972 (\text{кА});$$

Ударний струм від системи з урахуванням того, що для даної точки

$$k_{y,C} = 1.85$$

$$i_{y\theta \text{ max}} = k_{y,C} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 1.85 \cdot \sqrt{2} \cdot 66.208 = 173.22 (\text{кА});$$

Використавши значення для надперехідної ЕРС із табл.1.07,

$$E_{\Gamma}'' = 1.08$$

Періодична складова струму к.з. від генератора для початкового моменту часу

$$I_{n,0,\Gamma} = \frac{E_{\Gamma}''}{X_d''} \cdot I_{\theta} = \frac{1.08}{0.153} \cdot 4.33 = 30.565 (\text{кА});$$

Номінальний струм генератора

$$I_{n,\Gamma} = \frac{P_{n,\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{n,\Gamma} \cdot \cos \varphi_{n,\Gamma}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8} = 4.33 (\text{кА});$$

Відношення періодичної складової струму к.з. від генератора для початкового моменту часу відносно номінального струму

$$\frac{I_{n,0,\Gamma}}{I_{n,\Gamma}} = \frac{30.565}{4.33} = 7.06;$$

По розрахунковим кривим (Рис.2.2) для визначеного часу

$$t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{від}} + \Delta t_{\text{пз}} = 0.15 + 0.05 = 0.2 (\text{с}); \text{ Знаходимо } \gamma_t = \frac{I_{n,\Gamma,t}}{I_{n,\Gamma,0}} = 0.66;$$

Періодична складова струму генератора на момент

$$I_{n,\Gamma,t} = I_{n,\Gamma,0} \cdot \gamma_t = 30.565 \cdot 0.66 = 20.173 (\text{кА});$$

Враховуючи, що у відповідності до Табл. 2.3 $T_{a,\Gamma} = 0.222 (\text{с});$

аперіодична складова струму к.з. від генератора

$$i_{a,\Gamma,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,\Gamma,0} \cdot e^{-\left(\frac{\tau}{T_{a,\Gamma}}\right)} = \sqrt{2} \cdot 30.565 \cdot e^{\frac{-0.2}{0.222}} = 19.214 (\text{кА});$$

Повний струм КЗ від генератора

$$I_{\Sigma, \Gamma} = i_{a, \Gamma, t} + \sqrt{2} \cdot I_{n, \Gamma, t} = 19.214 + \sqrt{2} \cdot 20.173 = 47.743 \text{ (кА)};$$

Ударний струм КЗ від генератора

$$i_{y\partial \text{ max}} = K_{y, \Gamma} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n, \Gamma, 0} = 1.96 \cdot \sqrt{2} \cdot 30.565 = 84.722 \text{ (кА)};$$

де: в відповідності до Табл. 1.8 $K_{y, \Gamma} = 1.96$;

Для вибору і перевірки вимикача необхідно перевірити наступні умови:

- номінальна напруга електроустановки повинна бути менша, або дорівнювати номінальній напрузі U_n вимикача;
- струм обтяженого режиму, що протікає через вимикач, повинен бути менший або дорівнювати номінальному струму I_n вимикача.

Під ці умови найбільше підходить вимикач МГУ-20-90/6300УЗ, який має $\Delta t_{\text{від}} = 0.15 \text{ (с)}$;

Вибір і перевірку вимикача проведемо в табличній формі.

Порівняння сумарних струмів КЗ (періодичної та аперіодичної складових) від системи і від генератора показує, що

$$i_{\Sigma, c} = 96.972 \text{ кА} \geq i_{\Sigma, \Gamma} = 47.743 \text{ (кА)};$$

Вибір генераторного вимикача виконаємо за більшими струмами КЗ, якими являються струми від системи $i_{\Sigma, c} = 96.972 \text{ (кА)}$.

Умови протікання струмів КЗ будуть визначатися властивостями гілки, в якій буде використаний вимикач. В нашому випадку - це гілка, яка являється еквівалентним опором, що зв'язує всі джерела енергосистеми і електричної станції (за винятком генератора Г1) з місцем КЗ.

Розрахуємо величини необхідні для вибору і перевірки вимикача:

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ від системи:

$$\beta = \frac{i_{a, c, t}}{i_{\Sigma, c}} \cdot 100\% = \frac{3.34}{96.972} \cdot 100\% = 3.4\%;$$

- струм гілки, де буде встановлено вимикач, відповідає номінальним параметрам генератора:

$$I_{обт} = \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{н, \Gamma} \cdot \cos \varphi \cdot 0.95} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8 \cdot 0.95} = 4.558 \text{ (кА)};$$

- розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$t_{роз} = \Delta t_{від} + \Delta t_{pz} = 0.15 + 0.05 = 0.2 \text{ (с)};$$

$$B_k^{роз} = I_{н, C}^2 \cdot (t_{роз} + T_a) = 66.208^2 (0.2 + 0.06) = 1140 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

- номінальний допустимий імпульс квадратичного струму:

$$B_k^{доп} = 16384 \text{ (кА} \cdot \text{с)};$$

- динамічна стійкість:

$$i_{ед \text{ max, н}} = 300 \text{ (кА)} \geq i_{уд, \text{max}} = 173.22 \text{ (кА)};$$

Всі результати розрахунків зведені в таблицю 5.1.1, звідки видно, що вимикач проходить по всім критеріям оцінки.

Таблиця 5.1.1

№	Величини	Умови порівняння	Параметри	
			паспортні	розраховані
1	Тип	МГУ-20-90/6300УЗ		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	20	10.5
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	6300	4558
4	Струм електродинамічної стійкості, кА	$i_{ед \text{ max, н}} \geq i_{уд, \text{max}}$	300	173.22
5	Термічна стійкість, кА с	$B_k^{доп} \geq B_k^{роз}$	16384	1140
6	Час відключення, с	$\Delta t_{від}$	0.15	-

5.1.2. Вибір роз'єднувача на ГРП

Оскільки роз'єднувач ввімкнений після вимикача, то його режим роботи буде відповідати режиму роботи вимикача. Вибір роз'єднувача виконаємо в табличній формі.

Таблиця 5.1.2

№	Назва параметрів	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Тип роз'єднувача РОН-10К/5000У2			
1	Напруга, U	кВ	10	10.5
2	Струм, I	А	5000	4546
3	Струм електродинам. стійк., $I_{уд}$	кА	180	173.22
4	Тепловий імпульс струму к.з., B	$(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	20164	1140

5.2. Вибір вимикача та роз'єднувача на РП-330кВ

5.2.1. Вибір вимикача на РП 330кВ

Перетворимо заступну схему в однопроменеву заступну схему з еквівалентним опором.

$$X_e = 0.00677 \text{ в.о}$$

Заступна схема для вибору вимикача:

Базисний струм по відношенню до напруги місця КЗ

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 4,33 \text{ кА}$$

Періодична складова струму КЗ від системи і об'єднаних з нею генераторів надсилається від шин незмінної напруги і тому вважається незмінною в часі і дорівнює:

$$I_{п.с.0} = I_{п.с} = \frac{I_6}{X_{\Sigma c}} = \frac{4,33}{0,096} = 45,083 \text{ кА}$$

Вбираємо вимикач НРЛ420В3, у якого $\Delta t_{\text{відкл}} = 0.04 \text{ с}$, час протікання аперіодичної складової

$$t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{рз}} = 0.04 + 0.013 = 0,053 \text{ с}$$

Знаючи сталу часу затухання аперіодичної складової струму КЗ від системи для шин 330 кВ $T_{a,C} = 0.06 \text{ с}$, розрахуємо наступні

параметри режиму КЗ:

- аперіодична складова струму від системи

$$i_{a,C,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot e^{-\left(\frac{\tau}{T_{a,C}}\right)} = \sqrt{2} \cdot 30.42 \cdot e^{\frac{-0.053}{0.13}} = 28.61(\kappa A);$$

- повний струм КЗ від системи

$$i_{\Sigma,C} = i_{a,C,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 28.61 + \sqrt{2} \cdot 30.42 = 71.63(\kappa A);$$

- ударний струм від системи

$$i_{y\partial \max} = K_{y,C} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 1.92 \cdot \sqrt{2} \cdot 30.42 = 82.599(\kappa A);$$

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ

$$\beta = \frac{i_{a,C,t}}{i_{\Sigma,C}} \cdot 100\% = \frac{28.61}{71.63} \cdot 100\% = 39.9\%;$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму

$$B_k^{poz} = I_{n,C}^2 \cdot (t_{poz} + T_a) = 30.42^2 (0.053 + 0.13) = 169.343(\kappa A^2 \cdot c);$$

$$\text{Де, } t_{poz} = \tau = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{pz} = 0.04 + 0.013 = 0.053c$$

Номінальний допустимий імпульс квадратичного струму

$$B_k^{don} = I_{терм,н}^2 \cdot t_{терм,н} = 50^2 \cdot 2 = 5000(\kappa A^2 \cdot c);$$

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість

$$B_k^{don} = 5000(\kappa A^2 \cdot c) \geq B_k^{poz} = 169.343(\kappa A^2 \cdot c);$$

Умова перевірки вимикача на динамічну стійкість

$$i_{ед \max,н} = 158(\kappa A) \geq i_{y\partial, \max} = 82.599(\kappa A);$$

Результати розрахунків вимикача **HPL420B3** зведені в Табл.5.2.1

Таблиця 5.2.1

№ п/п	Величини	Умови порівняння	Параметри	
			паспортні	розраховані
1	Тип	HPL420B3[8]		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	330	330
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	4000	1050
4	Струм електродинаміч ної стійкості, кА	$i_{ед \max,н} \geq i_{y\partial, \max}$	158	82.599

5	Термічна стійкість, $\text{kA}^2 \text{ c}$	$B_k^{\text{доп}} \geq B_k^{\text{роз}}$	5000	169.343
6	Вміст ап.складової, %	$\beta_n \geq \beta_{\text{роз}}$	51	39.9
7	Час відключення, с	$\Delta t_{\text{від}}$	0.04	-

5.2.2. Вибір роз'єднувача на РП 330кВ

Оскільки роз'єднувач ввімкнений після вимикача, то його режим роботи буде відповідати режиму роботи вимикача. Вибір роз'єднувача виконаємо в табличній формі.

Вибір роз'єднувача на РП-330 кВ

Таблиця 5.2.2

№	Назва параметрів	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Тип роз'єднувача РНД-330/3200У1			
1	Напруга, U	кВ	330	330
2	Струм, I	А	3200	1050
3	Струм електродинам. стійк., $I_{\text{уд.}}$	кА	160	82.599
4	Тепловий імпульс струму к.з., B	$(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	7938	169.343

5.3. Вибір вимикачів та роз'єднувачів на РП 110 кВ

5.3.1 Вибір вимикача на РП 110 кВ

Перетворимо заступну схему в однопроменеву заступну схему з еквівалентним опором:

Заступна схема вибору вимикача:

Базисний струм по відношенню до напруги місця КЗ:

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.413 \text{ кА}$$

Періодична складова струму КЗ від системи, що не затухає з часом:

$$I_{n,C,0} = I_{n,C} = \frac{1}{X_e} \cdot I_{\phi} = \frac{0.413}{0.022} = 19.667 \text{ кА}$$

Враховуючи можливість використання для даних умов вимикача ВГУ-110, у якого $\Delta t_{\text{відкл}} = 0.055 \text{ с}$, час протікання аперіодичної складової

$$t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{pz}} = 0.055 + 0.015 = 0.07 \text{ с}$$

Знаючи сталу часу затухання аперіодичної складової струму КЗ від системи для шин 110 кВ $T_{a,C} = 0.06 \text{ с}$, розрахуємо наступні параметри режиму КЗ:

- аперіодична складова струму від системи

$$i_{a,C,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot e^{-\left(\frac{\tau}{T_{a,C}}\right)} = \sqrt{2} \cdot 19.667 \cdot e^{\frac{-0.07}{0.06}} = 8.661 (\text{кА});$$

- повний струм КЗ від системи

$$i_{\Sigma,C} = i_{a,C,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 8.661 + \sqrt{2} \cdot 19.667 = 36.747 (\text{кА});$$

- ударний струм від системи

$$i_{y\partial \text{ max}} = K_{y,C} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 1.85 \cdot \sqrt{2} \cdot 19.667 = 51.454 (\text{кА});$$

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ

$$\beta = \frac{i_{a,C,t}}{i_{\Sigma,C}} \cdot 100\% = \frac{8.661}{36.747} \cdot 100\% = 9.2\%;$$

Вибір вимикача буде проводитись в відповідності до струму комірки ВРУ-110 кВ приєднання автотрансформатора. Струм комірки визначає струм вимикача.

$$I_{\text{обт}} = \frac{S_{n,AT}}{\sqrt{3} \cdot U_{n,AT}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,0 (\text{кА});$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму

$$B_k^{\text{роз}} = I_{n,C}^2 \cdot (t_{\text{роз}} + T_a) = 19.667^2 (0.07 + 0.06) = 50.281 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$\text{Де, } t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{pz}} = 0.055 + 0.015 = 0,07 \text{ с}$$

Номінальний допустимий імпульс квадратичного струму

$$B_k^{доп} = I_{терм,н}^2 \cdot t_{терм,н} = 40^2 \cdot 2 = 3200(\kappa A^2 \cdot c);$$

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість

$$B_k^{доп} = 3600(\kappa A^2 \cdot c) \geq B_k^{роз} = 50.281(\kappa A^2 \cdot c);$$

Умова перевірки вимикача на динамічну стійкість

$$i_{ед\ max,н} = 158(\kappa A) \geq i_{уд,мах} = 51.454(\kappa A);$$

Умова перевірки вимикача на вимикаючу здатність:

$$i_{відкл} = \sqrt{2} \cdot I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном}) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0.25) = 70.711(\kappa A);$$

$$i_{відкл,н} = 70,711(\kappa A) \geq i_{\Sigma,с} = 36.747(\kappa A);$$

Результати розрахунків для порівняння їх з паспортними даними вимикача ВГУ-110[8] зведені в Табл.5.3.1

Таблица 5.3.1

№ п/п	Величини	Умови порівняння	Параметри	
			паспортні	розраховані
1	Тип	ВГУ-110		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	110	110
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	3150	2000
4	Струм відключення, кА	$I_{відкл,н}$	70,711	36.747
5	Струм електродинаміч ної стійкості, кА	$i_{ед\ max,н} \geq i_{уд,мах}$	102	51.454
6	Термічна стійкість, $\kappa A^2 \cdot c$	$B_k^{доп} \geq B_k^{роз}$	3200	50.281
7	Вміст ап.складової,%	$\beta_n \geq \beta_{роз}$	25	9,2
8	Час відключення, с	$\Delta t_{від}$	0.055	-
9	Асиметричний струм вимкнення, кА	$\sqrt{2} \cdot I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном}) \geq i_{\Sigma,с}$	70,711	36.747

5.3.2 Вибір роз'єднувача на РП-110кВ

Оскільки роз'єднувач ввімкнений після вимикача, то його режим роботи буде відповідати режиму роботи вимикача. Вибір роз'єднувача виконаємо в табличній формі.

Вибір роз'єднувача на РП-110кВ

Таблиця 5.3.2

№	Назва параметрів	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Тип роз'єднувача РНЗ-110/2000			
1	Напруга, U	кВ	110	110
2	Струм, I	А	2000	2000
3	Струм електродинам. стійк., $I_{уд.}$	кА	60	51.454
4	Тепловий імпульс струму к.з., B	$(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	5600	50.281

Література

1. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 105 с.
2. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 2: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 82 с.
3. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 3: Навчальний посібник/ Укл.: П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв, О.Г. Філатов./ – К.: НТУУ «КПІ», 2014 – 103 с.
4. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. - М.: «Энергия», 1976. – 552 с.

5. Проектування електричних станцій, ч.1/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 73 с.
6. Проектування електричних станцій, ч.2/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 74 с.
7. Проектування електричних станцій, ч.3/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк, Г.М. Гаєвська./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 61 с.
8. Основи проектування теплових та гідравлічних електростанцій: Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи/ Укл.: П.Л. Денисюк, Є.І. Бардик, Р.В. Вожаков./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 66 с.

6. Моделювання режимів роботи конденсатного насосу системи власних потреб при зміні частоти в енергосистемі.

Частина живильного тракту турбоустановки від конденсатозбирача конденсатора турбіни до введення конденсату в деаераційну колонку прийнято називати конденсатним трактом. Конденсатний тракт турбоустановки включає в себе систему трубопроводів з запірною і регулюючою арматурою, кілька груп конденсатних насосів, теплообмінні апарати системи регенеративного підігріву, живильної води і фільтри очищення конденсату. Конденсат турбіни використовується для відводу тепла від допоміжних теплообмінних апаратів, для живлення і охолодження ущільнень живильних насосів, на впорскування редуційно-охолоджувальної установки (РОУ), а також в якості робочої рідини в системах захисту і регулювання турбіни. Таким чином, конденсатний тракт являє собою складну гідравлічну систему з перемінними витратами через різні його ділянки.

Забезпечення надійності та економічності роботи конденсатного тракту є постійним завданням експлуатаційного персоналу електростанції.

6.1 Загальні відомості про конденсатні насоси

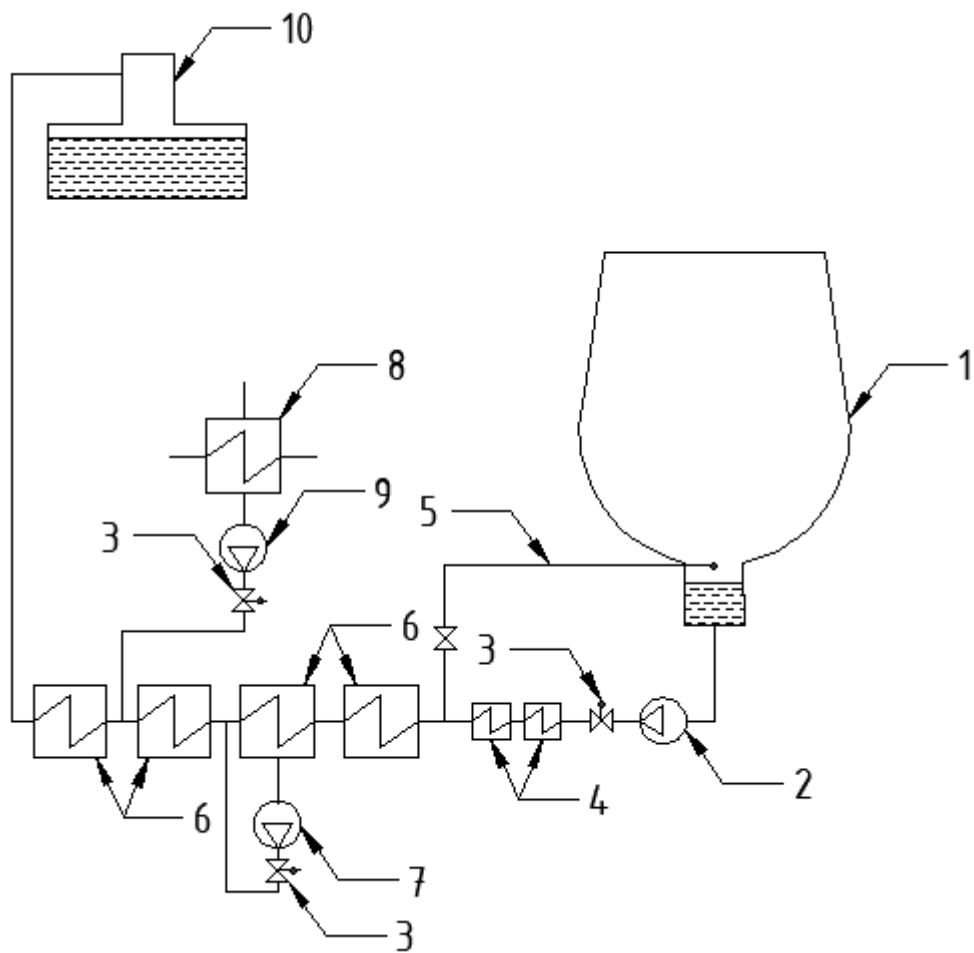
Конденсатні насоси теплових електростанцій призначені для відкачування конденсату гріючої пари з теплообмінних апаратів:

- конденсаторів турбін;
- підігрівачів системи регенеративного підігріву живильної води;
- мережевих підігрівачів;
- сеператорів та пароперегрівачів турбоустановок АЕС;
- конденсаторів випаровувальних установок.

Конденсатні насоси є важливими агрегатами в тепловій схемі турбоустановок і основними (після циркуляційних насосів) споживачами електроенергії на власні потреби мишинної зали.

У схем, де основний конденсат турбіни піддається очищенню в фільтрах блокових обезсолюючих установок, для відкачування конденсату з конденсаторів турбін встановлюються два ступені конденсатних насосів. Два або три ступені конденсатних насосів для перекачування основного конденсату застосовуються в схемах енергоблоків, де встановлюються контактні (змішуючі) підігрівачі низького тиску. На рис. 7.1 приведена принципова схема підключення конденсатних насосів в системах з регенаритвним підігріванням живильної води паратурбінних установок.

Рис. 7.1 Принципова схема підключення конденсатних насосів паротурбінних установок



1 – конденсатор; 2 – конденсатний насос основного потоку; 3 – регулюючий клапан; 4 – охолоджувачі пари ежекторів і пари з кінцевих ущільнень; 5 – лінія рециркуляції основного конденсату; 6 – підігрівачі низького тиску; 7 – конденсатний насос конденсату гріючої пари ПНТ; 8 – підігрівач мережевої води (ПМВ); 9 – конденсатний насос конденсату гріючої пари ПМВ; 10 - деаератор

6.2. Математична модель асинхронної машини

Для дослідження режимів насосу використаємо статичну модель асинхронної машини.

Розглядається асинхронна машина, симетрична в електричному і магнітному відношенні, яка має дві обмотки на роторі. Для описання процесів в асинхронній машині використовуються рівняння. При нехтуванні активним опором статора і трансформаторним ЕРС в системі координат вона має вигляд [3]

$$pe_d'' = -\frac{1}{T_2} e_d'' + \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1}\right) e_d' - \left(\frac{N}{T_1} + \frac{M}{T_2}\right) i_q - se_q'';$$

$$pe_q'' = -\frac{1}{T_2} e_q'' + \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1}\right) e_q' - \left(\frac{N}{T_1} + \frac{M}{T_2}\right) i_d - se_d'';$$

$$pe_d' = -\frac{1}{T_1} e_d' - \frac{N}{T_1} i_q - se_q';$$

$$pe_q' = -\frac{1}{T_1} e_q' - \frac{N}{T_1} i_d - se_d';$$

$$ps = \frac{1}{T_j} (m_c - m_3);$$

Статична модель розраховується через α і β які являються опром машини. В усталеному режимі (приймавши $p=0$) виконавши просте перетворення, отримаємо наступне співвідношення відносно реактивної потужності:

$$P = u_s^2 \frac{\beta}{\alpha^2 + \beta^2}; \quad [3]$$

$$Q = u_s^2 \frac{\alpha}{\alpha^2 + \beta^2};$$

$$u_s = \sqrt{u_d^2 + u_q^2};$$

$$\alpha = x_s'' + \frac{N}{1 + s^2 T_1^2} + \frac{M}{1 + s^2 T_2^2};$$

$$\beta = \frac{sNT_1}{1 + s^2 T_1^2} + \frac{sMT_2}{1 + s^2 T_2^2};$$

Коефіцієнт α і β можна трактувати як реактивну і активну складову повного опору асинхронної машини в сталому режимі. Параметри вхідні в ці рівняння: x_s'' - надпровідний реативний опір; T_1, T_2 – постійна часу затухання відповідно перехідних і надперехідних струмів ротора при розімкнутій обмотці статора; [3]

$$N = x_s - y; \quad M = y - x_s'';$$

$$\text{де} \quad y = \frac{x_s(T' + T'') - T_2(x_s + x_s'')}{T_1 - T_2};$$

T' і T'' - постійна часу затухання перехідних і надперехідних складових струмів ротора при розімкнутій обмотці ротора.

6.3. Параметри асинхронної машини

Достовірність відображення процесів асинхронної машини обмежена труднощами покращення достатньої повної інформаційної моделі, так як для асинхронних двигунів зазвичай відомі тільки паспортні параметри (кратність пускового струму, початкового і максимального моментів і т.д.), а при розрахунках перехідних режимів двигуна моделюється , як правило, на основі параметрів схеми заміщення (з одною або двома обмотками на роторі в залежності від типу).

Відомі методи оцінки параметрів машин змінного струму дають можливість отримання передаточної функції синхронної машини, з якої не важко виявити параметри схеми заміщення. Однак ці методи орієнтовані на вихідну інформацію , яка може бути отримана в основному експериментально. Це ускладнення застосування цих методів в промислових програмах розрахунку перехідних процесів в енергосистемах і окремих її вузлах. Тому виникла задача розробки такого методу і програми, які задовольняли б наступним умовам:

1. Вихідна інформація повинна бути доступною при рішенні будь-яких задач, як за стадії проектування об'єкта, так і в процесі експлуатації;
2. Програма оцінювання параметрів асинхронної машини повинна бути складовою частиною комплексної програми аналізу перехідних процесів енергосистем і окремих її ланок;
3. Параметри асинхронної машини повинні визначатися безпосередньо в тій формі , в якій вони застосовуються при рішенні основної задачі.

6.4 Розрахунок режимів роботи живильного насосу

Вихідна інформація асинхронного двигуна являє собою: P -активна потужність МВт, $I_{ст}$ -струм статора А, n -частота обертання Об/хв., $\cos\varphi$ -коефіцієнт потужності, $ККД$ -коефіцієнт корисної дії %, $I_{пуск}$ -пусковий струм , $M_{пуск}$ -пусковий момент, $M_{макс}$ -максимальний момент.

Табл.6.1 Параметри асинхронного двигуна

Позначен- ня агрегат.	Тип двигуна	Активна потужність кВт	Струм статора,А	Частота обертан- ня, Об/хв	Коефіцієнт потужностcos φ	ККД, %	Кратність			GD ²
							Пусково- го струму	моменту		Тm ²
								Пусково- го	Максимал.	
КН	A114-6	200	24,5	985	0,87	87	6,3	1.5	2,6	0,15

Статична модель асинхронного двигуна описана наступними параметрами:

X_d'' - надпровідний реактивний опір, T_1', T_2'' - постійні часу затухання перехідних і надперехідних складових струмів ротора при розімкнутій обмотці ротора, N і M – коефіцієнти опору.

На кафедрі розроблена програма, яка на основі паспортних даних табл.6.1 може визначити параметри X_d'' , M , N , T_1' , T_2'' , по яким можна буде побудувати характеристику. Одна програма рис.7.1. вводить паспортні дані і записує в файл. І цей файл читається іншою програмою рис.6.2. яка розраховує параметри X_d'' , M , N , T_1' , T_2'' .

Рис. 6.1 Програма для вводу даних.

AM ввод інформації

Введіть вихідні дані Асинхронних Машин

1	Поряд. N								
1	Вузол приє								
жив	Назва дв.								
2	P _н , МВт								
6	U _н , кВ								
0.89	cosφ								
3000	n _н , об/хв								
2980	n, об/хв								
5.7	I*пуск								
2	M*мах								
1.1	M*пуск								
0.3	M*мін								
95.5	ккд, %								
0.4	J, кг.м ²								
1	k*загр								
1	Тип наван.								
1	Трег								
2	крег								
2	Трег2								
2	крег2								

< >

Ввести Введіть шлях збереження інформації AM Edit21 Записати на диск

Результати , які були отримані за допомогою програми, зведемо в таблицю 6.2

Таблиця 6.2

N^o	X_d''	N	M	T_1'	T_2''
1	0,180	2,844	0,0180	196,91	4,35

Рис.6.2 Програма для розрахунку коефіцієнтів

Читання та обробка інформації АМ

Читати з файла: asd.txt

Поряд	1																		
Вуз	1																		
Назва	КН																		
Рн,М	0,2																		
Ун,кВ	6																		
cosφ	0,87																		
пн,об	1000																		
п,об/	985																		
l*пуч	6,3																		
M*ма	2,6																		
M*пуч	1,5																		
M*мін	0,7																		
ккд, %	90,5																		
Jiner	0,15																		
кзарг	1																		
Тип	1																		
Treg	5																		
kreg	4																		
Treg1	6																		
kreg1	2																		

111 Label4 0 - двигун, який при U<Umin буде відключатися

111 Label8 Ввести умови друку

Umin= 0.8 t= 0.0 сек. Ввести параметри P.3 min

rs=0,015 xcs=0,07936507 xa=2,42711225 r1r=0,01627094 x1r=0,19382291 r2r=0,07151192 x2r=0,11717977

2
вихід
nomer 1 0 Umin=0.8 dT=0.0 1 uzal=1 КН 0,2 6 0,87 1000 985 6,3 2,6 1,5 0,7 ккд= 90,5 Tj= 2,06043956 1 1
param
2,06043956 0.0 0,18044141 2,84367933 0,01801997 196,912273 4,35683225
param siv
0,15026063 2,28429879 0,07191790 198,306452 3,82563997

розрах. па

Для моделювання режимів роботи насосу при зміні частоти було використано програму MathCad. Де було використано результати параметрів табл. 6.2 розрахованою програмою

$$T_j := 2.06 \quad U := 1$$

$$\Delta h := 99 \quad x''_s := 0.18$$

$$N := 2.84 \quad T_{10} := 196.0$$

$$M := 0.018 \quad T_{20} := 4.35$$

Реактивна і активна складова повного опору асинхронної машини в сталому режимі

$$\alpha(s) := x_s'' + \frac{N}{1 + (s \cdot T_{10})^2} + \frac{M}{1 + (s \cdot T_{20})^2}$$

$$\beta(s) := \frac{s \cdot N \cdot T_{10}}{1 + (s \cdot T_{10})^2} + \frac{s \cdot M \cdot T_{20}}{1 + (s \cdot T_{20})^2}$$

$$P(s) := U^2 \cdot \frac{\beta(s)}{(\alpha(s))^2 + (\beta(s))^2}$$

Механічний момент:

$$k_1 \cdot m_0 + k_2 \cdot (1 - S_1) + k_3 \cdot (1 - S_1)^2 = m_{S1}$$

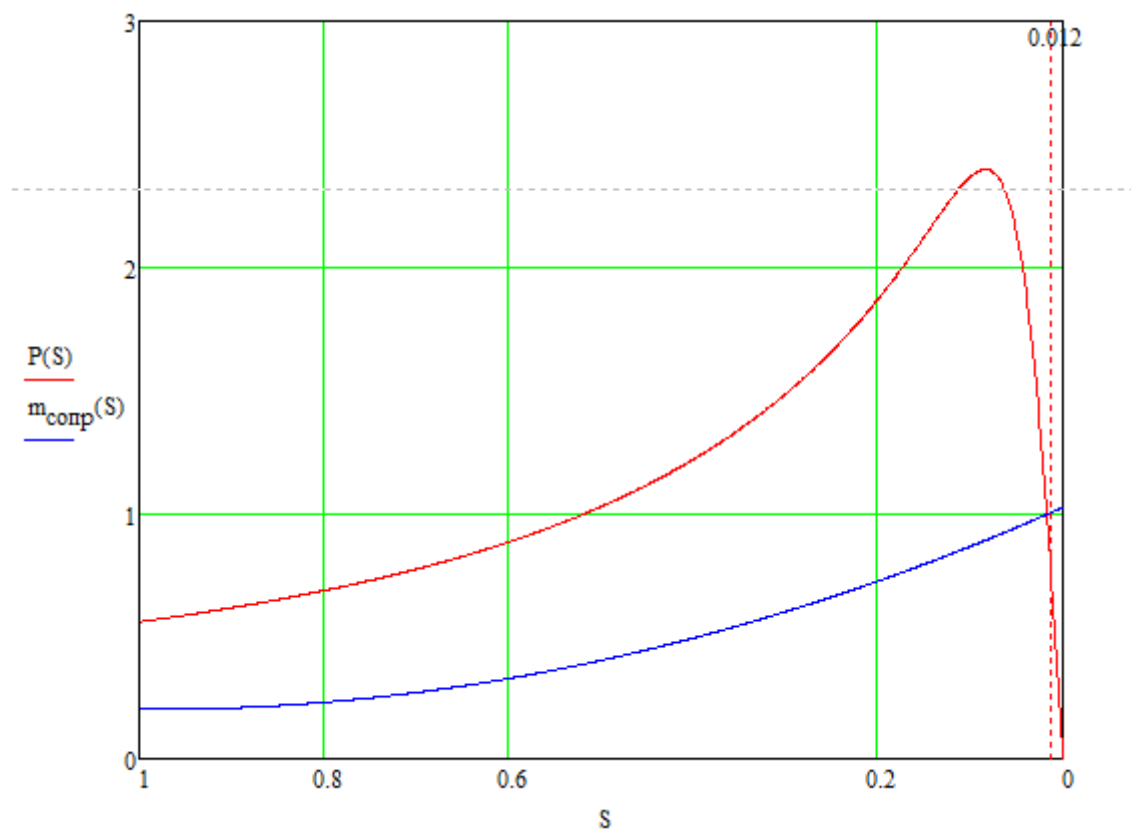
$$k_1 \cdot m_0 + k_2 \cdot (1 - S_2) + k_3 \cdot (1 - S_2)^2 = m_{S2}$$

$$k_1 \cdot m_0 + k_2 \cdot (1 - S_H) + k_3 \cdot (1 - S_H)^2 = m_{SH}$$

$$\begin{pmatrix} k_1 \\ k_2 \\ k_3 \end{pmatrix} := \text{Find}(k_1, k_2, k_3) = \begin{pmatrix} 0.2 \\ -0.022 \\ 0.844 \end{pmatrix} \quad S_1 := 1 \quad S_2 := 0.5 \quad S_H := \frac{1500 - 1480}{1500} = 0.013$$

$$m_{\text{comp}}(S) := k_1 + k_2 \cdot (1 - S) + k_3 \cdot (1 - S)^2 \quad m_0 := 1 \quad m_{S1} := 0.2 \quad m_{S2} := 0.4 \quad m_{SH} := 1$$

Рис.6.3 Графік залежностей $P(S)$ і $m(S)$



$$P(S) = m_{\text{comp}}(S)$$

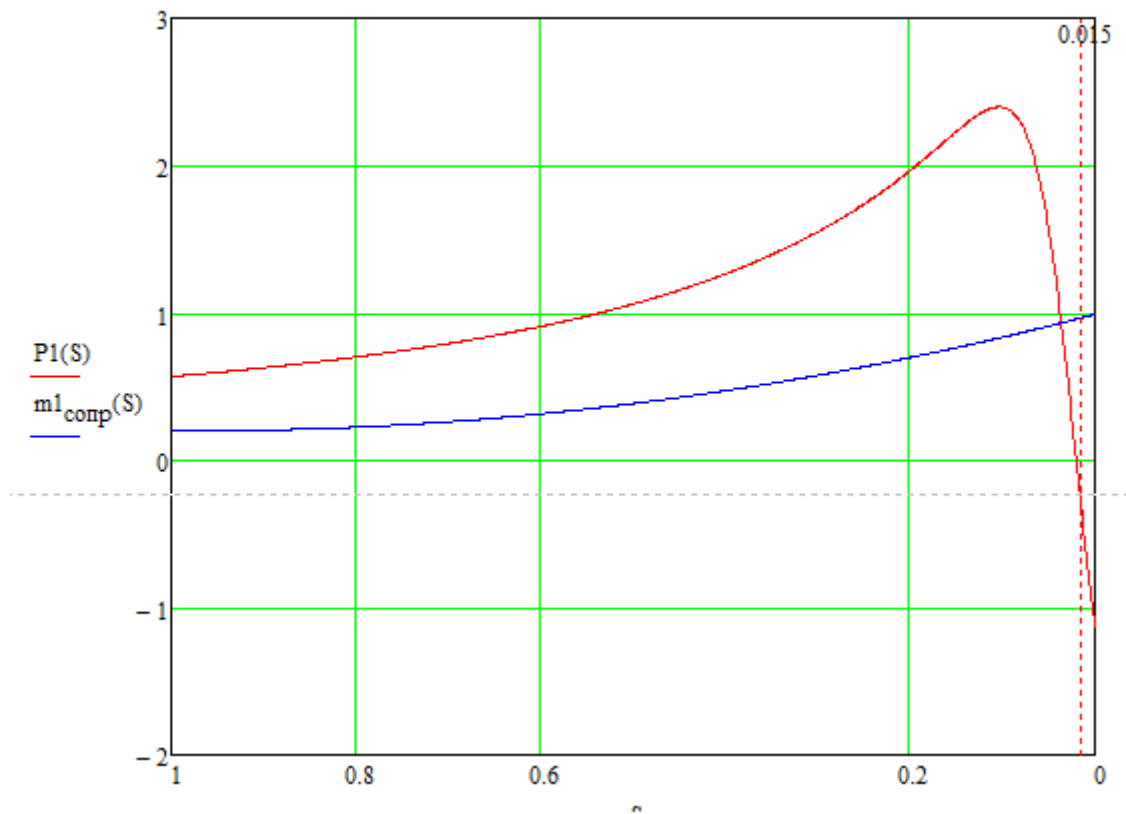
$$S_{\text{кр}} := \text{Find}(S) = 0.017$$

Знайдемо залежність при зміні частоти на 1 Гц:

$$\underline{U} := 1 \quad sf := 0.02$$

$$P1(S) := U^2 \cdot \frac{\beta(S - sf)}{(\alpha(S - sf))^2 + (\beta(S - sf))^2}$$

Рис.6.3 Графік залежностей $P(S)$ і $m(S)$ при $f=49$ Гц



Знайдемо графічну залежність між напором і витратою води насосу

$$a := -1 \quad b := 0.5 \quad \underline{c} := 1.5 \quad Q := -10, -9.999, 10$$

Ковзання при номінальній частоті:

$$S1 = 0.017$$

Ковзання при зміні частоти на $kf=0.02$:

$$S2 = 0.036$$

$$S1 := 0.017 \quad S2 := 0.036$$

$$\omega1 := (1 - S1) = 0.983$$

$$\omega2 := (1 - S2) = 0.964$$

$$H1(Q) := a \cdot Q^2 + b \cdot Q + c$$

$$H2(Q) := H1\left(Q \cdot \frac{\omega1}{\omega2}\right) \cdot \frac{\omega2^2}{\omega1^2}$$

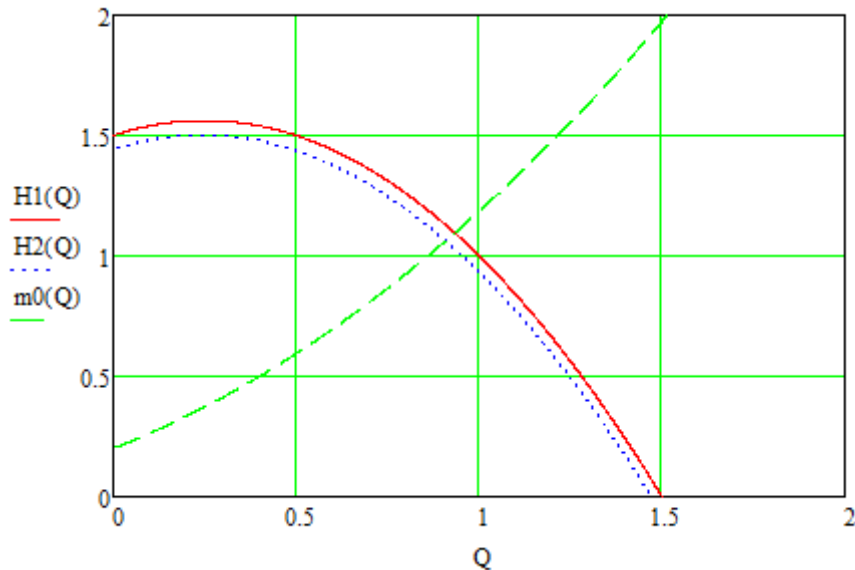
Використовуючи метод найменших квадратів, побудуємо графік

$$M1 := \begin{pmatrix} 0.015 \\ 0.68 \\ 1 \end{pmatrix} \quad Z1 := \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0^2 \\ 1 & 0.75 & 0.75^2 \\ 1 & 1 & 1^2 \end{pmatrix}$$

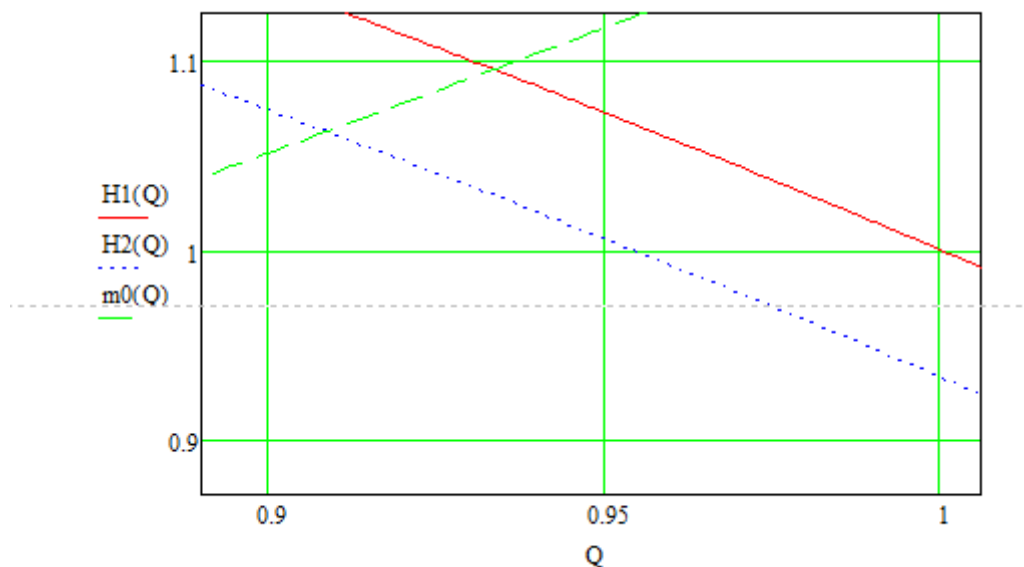
$$M0 := Z1^{-1} \cdot M1 = \begin{pmatrix} 0.015 \\ 0.592 \\ 0.393 \end{pmatrix} \quad Z1^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -2.333 & 5.333 & -3 \\ 1.333 & -5.333 & 4 \end{pmatrix}$$

$$m0(Q) := M0_0 - M0_1 \cdot (1 - Q - 1) + M0_2 \cdot (1 - Q - 1)^2$$

Рис.6.3 Графік залежностей $H1(Q)$, $H2(Q)$ і $m0(Q)$



Графік у більшому масштабі:



Значення витрати води при номінальній частоті:

$$Q_1 = 0,935$$

Значення витрати води при зміні частоти на 1 Гц:

$$Q_2 = 0,909$$

Різниця у відсотках:

$$\Delta Q = (0,935 - 0,909) \cdot 100\% = 2,4\%$$

6.5 Висновок

З побудованих характеристик асинхронного двигуна і насосу випливає, що при зниженні частоти на 2%, ковзання збільшується на 1.9 %. А при збільшенні ковзання, значання витрати води насосу знизиться на 2.4%.

7. РОЗРОБКА STARTUP-ПРОЕКТУ

В технічних розділах моєї магістерської дисертації розглянуто моделювання режимів роботи циркуляційного насосу при зміні напруги в енергосистемі. В цьому розділі розглядається ідея розроблення стартап проект вибору оптимальної схеми електричних з'єднань ТЕЦ потужністю 620 МВт з метою знаходження оптимальної видачі потужності станцією та порівняння її конфігурації з конкурентними варіантами, які мають схожі техніко-економічні показники. Для цього в розділі розглянуті на такі основні етапи:

- технологічний аудит ідеї проекту;
- фінансово-економічний аналіз;

- аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.

Враховуючи особливості енергетичної галузі такі як:

- одночасність процесів споживання, передачі і споживання електроенергії в результаті чого обсяги "товару" в кожному мить визначає споживач;
- монопольність в електроенергетичній галузі, особливо в царинах передачі та розподілу електричної енергії;
- тарифи на виробництво, передачу електроенергії, цінові надбавки за передачу встановлюються Державним Регулятором – НКРЕКП;
- величини й динаміка змін навантажень у перспективі, тощо задається замовником проекту;
- неможливість конкуренції серед надавачів послуг передачі, розподілу, варіантів технічних рішень, маркетингових, організаційних економічних заходів за обсягами отриманих доходів, а збільшення прибутку можливо тільки за зменшенням витрат,

Проведено порівняння впливу цих показників на економічну ефективність різних можливих варіантів ЕЧС.

7.1 Опис ідеї проекту

Нагальна потреба в новому будівництві та заміні фізично та морально застарілого обладнання в енергетиці вимагає чималих обсягів інвестицій, для залучення яких необхідно обґрунтувати як їхню ефективність, так і можливості своєчасного повернення вкладених коштів.

Теперішній прогрес припускає різні інженерні способи вирішення суспільних, господарських задач. Необхідно правильно оцінити всі технологічні, економічні, соціальні, екологічні й інші наслідки здійснення кожної альтернативи, через те що вони можуть бути пов'язані з виникненням додаткових витрат, в тому числі на інших об'єктах і в інших галузях.

Обґрунтування будівництва або розширення теплових станцій виконується з урахуванням державних і регіональних інтересів, базуючись на законодавстві України щодо інвестиційної діяльності.

Табл.7.1 Опис ідеї стартап-проекту розробки ТЕЦ

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача та енергопідприємств
Розробка РУ 330/110 кВ ТЕЦ потужністю 680 МВт	1. Видача електроенергії з ТЕЦ 620МВт в енергосистему. 2. Можливості підключення до Локальної мережі у майбутньому нових споживачів	Надійність
		Якість електроенергії
		Енергоефективність
		Безпека і зручність експлуатації
		Можливість подальшого розвитку
		Залучення в регіон нових енергомістких споживачів

Для вибору оптимальної конфігурації схеми РУ в розділі 1 був проведений їх синтез.

Відібрані для порівняння 2 конкурентні варіанти конфігурації РУ 330-110 кВ забезпечують:

- виконання нормативних технічних вимог, ПУЕ, інших нормативних документів;
- нормативну схемну та режимну надійність.

Щоб продемонструвати перспективність та вигідність саме мого стратап-проекту, потрібно порівняти з іншими проектами, що пропонуються конкурентами.

7.2 Визначення прогнозних обсягів товару, послуг (перетоків електричної енергії новозбудованими елементами схеми видачі потужності станції)

Потужність, що видається з шин 330-110 кВ ТЕЦ, яку необхідно забезпечити в 2020 році на приймається згідно з завданням на проектування. Максимальне навантаження, яке необхідно забезпечити в 2020 році на шинах 110 кВ для забезпечення локального району становить $P_{\max} = 137.6$ МВт.

Для заданої величини часу використання максимуму навантаження $T_{\max} = 3500$ год/рік, прогнозний річний обсяг електричної енергії "на виході":

- в мережу 110 кВ в 2020 році $W = P_{\max} \cdot T_{\max} = 94,6 \cdot 3500 = 337$ млн. кВт·год/рік.
- в енергосистему з шин 330 кВ – 2040 млн. кВт·год/рік.

В подальших розрахунках ці обсяги приймаються незмінним.

Відбір квазіоптимального варіанту проведений за комплексними показниками економічної ефективності (зведені затрати тощо).

7.3 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного підрозділу був проведений аудит технологій, за допомогою яких можна реалізувати ідею проекту та запропоновані альтернативи його реалізації з їх використанням.

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз таких складових (Табл. 7.2):

Таблиця 7.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
	1. Розрахунок електричних режимів: КОСМОС, PowerFactory		Доступність обмежена
	2. Розрахунок фінансово-економічних показників ГКД 340.000.001-95 [1], ГКД 340.000.002-97[2]. - ECONi для розрахунків економічної ефективності за інтегральними показниками; - ECONe для розрахунків економічної ефективності за елементарними показниками; - Project Expert	Наявні Наявна Наявна Наявна	Доступні
	3. Розрахунок релейного захисту та автоматики	Наявна	Доступні
	4. Вибір комірок, вимикачів та іншої комут. апаратури на в ланцюгах ПЛ, трансформаторів ,генераторів тощо	Наявна	Доступні
Обрані технології реалізації ідеї проекту:			

Були розглянуті альтернативні варіанти ЕЧП. В усіх варіантах передбачається побудова РУ ВН з вищою напругою 330 кВ. РУ ВН передбачається виконати за схемою 3/2, РУ СН – подвійна з обхідною.

Рис.7.1 Структурна схема (варіант 1)

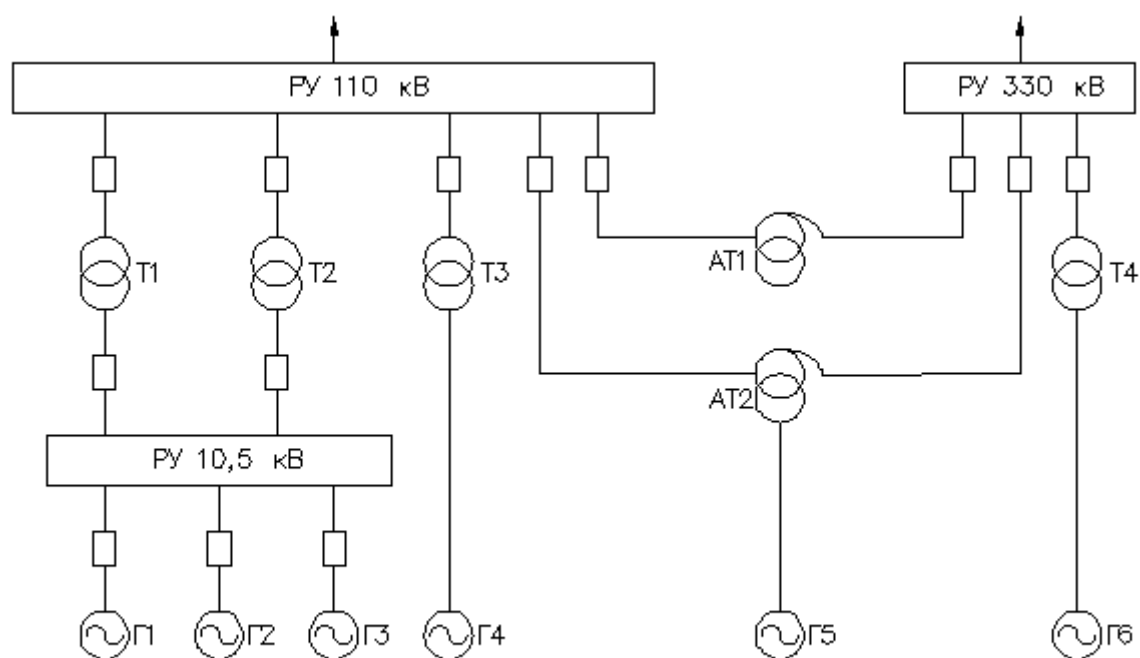
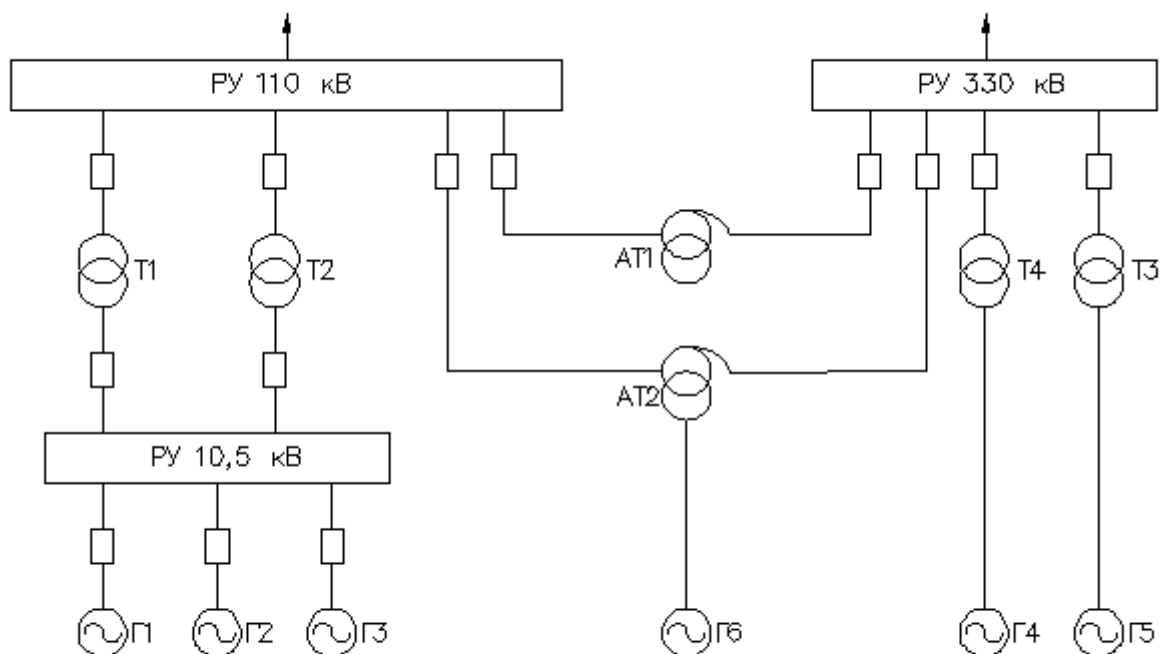


Рис.7.2 Структурна схема (варіант 2)



7.4 Визначення обсягів інвестицій.

Розрахуємо вартість устаткування, отримані дані занесемо в табл.7.3

Таблиця 7.3 Розрахунок капітальних вкладень на будівництво, тис.грн.

№ п/п	Назва і тип обладнання	Мій проект			Конкурент	
		Ціна, тис. грн.	п	Вартість, тис.грн.	п	Вартість, тис.грн.
1	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/110	22970	1	22970	-	-
2	Трансформатор зв'язку ТДЦ-63000/110	11480	2	22960	2	22960
3	Блочний трансформатор ТДЦ-400000/330	68910	1	68910	2	137820
4	Автотрансформатор АТДЦТН-200000/330/110	34450	1	34450	1	34450
6	Комірка 110 кВ	225	10	2250	9	2025

7	Комірка 330 кВ	675	6	4050	7	4725
8	ВЛ-110кВ, одноланцюгова	139,5	4	558	4	558
9	ВЛ-220кВ, одноланцюгова	251	2	502	2	502
10	Всього капіталовкладень (К)		156650		182376	

7.5 Визначення прогнозних щорічних витрат.

Час найбільших витрат: $\tau = 3500 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}} \right)$.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{3500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1968,16 \text{ год/рік.}$$

$$W_1 = 1 \times 120 \times 8760 + 400 \times 1 \times \left(\frac{112,5}{125} \right)^2 \times 3500 = 2,185 \times 10^6 \text{ кВт} \times \text{год}$$

$$W_2 = 1 \times 125 \times 8760 + 380 \times 1 \times \left(\frac{112,5}{125} \right)^2 \times 3500 = 2,1725 \times 10^6 \text{ кВт} \times \text{год}$$

$$W_3 = 2 \times 125 \times 8760 + 380 \times 2 \times \left(\frac{112,5}{125} \right)^2 \times 3500 = 4,345 \times 10^6 \text{ кВт} \times \text{год}$$

$$W_4 = 1 \times 180 \times 8760 + 720 \times 1 \times \left(\frac{317,71}{400} \right)^2 \times 3500 = 3,167 \times 10^6 \text{ кВт} \times \text{год}$$

$$W_5 = 1 \times 155 \times 8760 + 560 \times 1 \times \left(\frac{179}{200} \right)^2 \times 3500 = 2,928 \times 10^6 \text{ кВт} \times \text{год}$$

Втрати потужності варіантів наведені в табл. 7.5.

Таблиця 7.5. Втрати потужності (млн.кВт×год)

	1-ий варіант	2-ий варіант
--	--------------	--------------

	n	Млн кВт×год	n	Млн кВт×год
ТДЦ-125000/110	1	2,185	-	-
ТДЦ-125000/330	1	2,1725	2	4,345
АТДЦТН- 400000/330/110	1	3,167	1	3,167
АТДЦТН- 200000/330/110	1	2,928	1	2,928
Σ		10,505		10,44

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), визначила ціну в 2 грн. 36 коп. за 1 кВт×год (станом на 2019 рік).

Розрахуємо техніко-економічні показники для кожного варіанту:

Мій проект:

$$K = 156650 \text{ тис. грн}$$

$$B_a = a \times K = 0,064 \times 156650 = 10025,6 \text{ тис. грн}$$

$$B_o = (b_{150\leq} + b_{220\geq}) \times K = (0,03 + 0,02) \times 42860 = 7832,5 \text{ тис. грн}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{втр}} &= W_1 + W_2 + W_4 + W_5 = 2,185 + 2,1725 + 3,167 + 2,928 = \\ &= 10,505 \times 10^6 \text{ кВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B_{\text{втр}} &= \beta \times \Delta W_{\text{втр}} = 2,36 \times 10,505 \times 10^6 \\ &= 24798,4 \text{ тис. грн} \end{aligned}$$

$$B = B_a + B_o + B_{\text{втр}} = 10025,6 + 7832,5 + 24798,4 = 42656,5 \text{ тис. грн}$$

Проект конкурент:

$$K = 182376 \text{ тис. грн}$$

$$B_a = a \times K = 0,064 \times 182376 = 11672,064 \text{ тис. грн}$$

$$B_o = (b_{150\leq} + b_{220\geq}) \times K = (0,03 + 0,02) \times 182376 = 9118,8 \text{ тис. грн}$$

$$\Delta W_{\text{втр}} = W_3 + W_4 + W_5 = 4,345 + 3,167 + 2,928 = 10,44 \times 10^6 \text{ кВт}$$

$$B_{\text{втр}} = \beta \times \Delta W_{\text{втр}} = 2,36 \times 10,44 \times 10^6 = 24638,4 \text{ тис. грн}$$

$$B = B_a + B_o + B_{\text{втр}} = 11672,064 + 9118,8 + 24638,4 = 45429,3 \text{ тис. грн}$$

Податок на прибуток $p = 21\%$.

Оскільки об'єкту електропостачання вводяться відразу на проектну потужність, а доходи залишаються незмінними, для визначення ефективності капітальних вкладень можна застосувати елементарні критерії, оперуючи з річними показниками.

Розрахунок для мого проекту:

Дохід:

$$D_t = (P_{\text{макс}} - P_{\text{вп}}) \times T_{\text{макс}} \times c_{\text{вих}} = (680 - 68) \times 10^3 \times 3500 \times 2,36 = 5055,12 \times 10^6 \text{ грн}$$

Балансовий прибуток:

$$P_{\text{б}} = D_t - B = 5055,12 \times 10^6 - 42,656 \times 10^6 = 5012,464 \times 10^6 \text{ грн}$$

Податок на прибуток:

$$H_{\text{нт}} = p \times P_{\text{бт}} = 21\% \times 5012,464 \times 10^6 = 1052,7 \times 10^6 \text{ грн}$$

Поточний річний чистий прибуток:

$$P_{\text{пт}} = P_{\text{бт}} - H_{\text{нт}} = 5009,69 \times 10^6 - 1052,7 \times 10^6 = 3957,69 \times 10^6 \text{ грн}$$

Інтегральний ефект:

$$\Pi_{dt} = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{E} - K = \frac{3957,69 \times 10^6 + 10,025 \times 10^6}{0,1} - 105,665 \times 10^6$$

$$= 39571,5 \times 10^6$$

Рентабельність інвестицій:

$$R_i = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{K} = \frac{3957,69 \times 10^6 + 10,025 \times 10^6}{156,650 \times 10^6} = 25,328$$

Строк окупності:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i} = \frac{1}{25,328} = 0,039 \text{ р}$$

Приведені затрати:

$$З = E_n \times K + B = \frac{1}{1} \times 156,650 \times 10^6 + 42,656 \times 10^6 = 199,306 \times 10^6$$

Розрахунок для проекту конкурентів:

Дохід:

$$D_t = (P_{\text{макс}} - P_{\text{вп}}) \times T_{\text{макс}} \times c_{\text{вих}} = (680 - 68) \times 10^3 \times 3500 \times 2,36$$

$$= 5055,12 \times 10^6 \text{ грн}$$

Балансовий прибуток:

$$\Pi_6 = D_t - B = 5055,12 \times 10^6 - 45,429 \times 10^6 = 5009,69 \times 10^6 \text{ грн}$$

Податок на прибуток:

$$H_{нт} = p \times \Pi_{6t} = 21\% \times 5009,69 \times 10^6 = 1052,04 \times 10^6 \text{ грн}$$

Поточний річний чистий прибуток:

$$\Pi_{pt} = \Pi_{6t} - H_{нт} = 5009,69 \times 10^6 - 1052,04 \times 10^6 = 3957,65 \times 10^6 \text{ грн}$$

Інтегральний ефект:

$$\Pi_{dt} = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{E} - K = \frac{3957,65 \times 10^6 + 11,672 \times 10^6}{0,1} - 182,376 \times 10^6$$

$$= 39510,8 \times 10^6$$

Рентабельність інвестицій:

$$R_i = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{K} = \frac{3957,65 \times 10^6 + 11,672 \times 10^6}{182,376 \times 10^6} = 21,764$$

Строк окупності:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i} = \frac{1}{21,764} = 0,045р$$

Приведені затрати:

$$З = E_n \times K + B = \frac{1}{1} \times 182,376 \times 10^6 + 45,429 \times 10^6 = 227,805 \times 10^6$$

Таблиця 7.6. Результати розрахунку показників ефективності, тис. грн.

№	Показник	Варіанти	
		1	2
1	Дохід	5055,12	5055,12
2	Балансовий прибуток	5012,464	5009,69
3	Податок на прибуток	1052,7	1052,04
4	Поточний річний чистий прибуток	3957,69	3957,65
5	Інтегральний ефект	39571,5	39510,8
6	Рентабельність інвестицій	25,328	21,764
7	Строк окупності	0,039	0,045
8	Приведені затрати	199,306	227,805

З двох наведених варіантів, запропонований мною варіант є більш перспективним через менші капіталовкладення та ведшею окупністю всього проекту.

Табл.7.7 Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	W (слабкі сторони)	N (нейтральні)	S (сильні)
1.	Сумарна ціна обладнання, млн.грн.			+
2.	Витрати на відшкодування втрат, млн. грн			+
3.	Витрати на обслуговування			+
4.	Надійність схеми постачання, математичне очікування		+	
5.	Складність схеми в обслуговуванні		+	

Табл.7.8 SWOT – аналіз стартап-проекту

<p>Сильні сторони:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Технологічна перевага. 2. Економічна перевага при закупівлі обладнання. 3. Найменші перетоки через АТ. 4. Простота обслуговування і надійність схеми. 	<p>Слабкі сторони:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Висока конкуренція на ринку . 2. Необхідна підготовка висококваліфікованого персоналу. 3. На ринку теплової генерації існує монополія на постачання палива.
<p>Можливості:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Збільшення генеруючих потужностей. 	<p>Загрози:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Можливе зменшення прибутків пов'язане з постійними змінами

<p>2. Покриття графіку пікових навантажень, створення додаткової конкуренції на ринку.</p>	<p>законодавства, що може призвести до перекладання зобов'язань держави по виплатам компенсацій «зеленого тарифу».</p> <p>2. Відсутність гарантованого відпуску електроенергії в мережу.</p> <p>3. Через розвиток технологій існує тенденція на зменшення традиційної теплової генерації.</p>
--	---

7.6 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

У даному розділі магістерської дисертації наведений опис ідеї стартап-проекту розробки станції потужністю 680 МВт. Зроблено порівняння мого проекту з проектом-конкурентом.

Зроблено розрахунок капітальних вкладень на будівництво та орієнтовних втрат. Проведений порівняльний аналіз між проектами. Зроблено визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик проекту. Мій проект виявився більш економічно вигіднішим ніж конкурентний.

8. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації асинхронного двигуна

Для привода конденсатного насосу використовується асинхронний двигун А5К-355-200-6. На персонал діють небезпечні та шкідливі виробничі чинники (НШВЧ), тому експлуатація двигуна повинна відбуватися за правилами безпеки та нормами встановленими ПУЕ та іншими документами затвердженими наказом № 476 Міненерговугілля України від 21 липня 2017 року, а також вимагає розроблення заходів з охорони праці для мінімізації НШВЧ.

Об'єкт дослідження – двигун власних потреб А5К-355-200-6, під час експлуатації якого працівники зазнають впливу НШВЧ.

Предмет досліджень – забезпечення безпечної експлуатації двигуна власних потреб А5К-355-200-6 за допомогою впровадження заходів з охорони праці.

Мета розділу – розроблення організаційних та технічних заходів щодо запобігання та зменшення впливу на працівників небезпечних та шкідливих

виробничих чинників (НШВЧ), що виникають при експлуатації двигуна власних потреб А5К-355-200-6.

Двигун А5К-355-200-6 встановлений на власних потребах електричної станції, де основним небезпечним фактором є електрична напруга в електричному колі, так як існує небезпека включення людини в електричний ланцюг і ураження електричним струмом.

8.1. Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Таблиця 8.1.1. Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Асинхронний двигун	Внутрішня ЕУ	Машинний зал ТЕЦ	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

Таблиця 8.1.2. Показники технічних характеристик ЕУ

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Значення показника
А5К-355-200-6	Номінальна потужність	200 кВт
	Номінальна напруга	6 кВ
	Маса	1500 кг
	Габаритні розміри	784 x 1138 x 1172 мм

8.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 8.2.1 Чинники умов праці та їх показники

Найменування показника	Основні характеристики	Фактичне значення
Кваліфікація працівників	Кількість Група з електробезпеки	4 особи (робітники 3 особи IV група, майстер 1 особа V група)
Місце виконання робіт	Відкрите чи закрите Площа Постійне чи тимчасове Класифікація	Закрите 50 м ² Постійне Приміщення з підвищеною

	електроприміщення	небезпекою
Напруженість праці	Тривалість Змінність Напруженість органів чуття [1.2]	Позмінна 1 зміна, 8 годин II категорія
Шум	Постійний чи змінний Вібрація [1.2]	Постійний від ЕУ, що знаходяться машинному залі Вібрація відсутня
Неіонізуючі випромінювання	Електромагнітне випромінювання	1.2 кВ/м 0.4 кА/м
Оцінка умов праці	Шкідливі II категорії [1.1]	Потребує великої напруженості та концентрації
Підлога	Струмопровідність [2.3]	Бетонна
Зовнішнє освітлення	Вид світильників Потужність і напруга джерел Рівень освітленості	Робоче загальне освітл. Діодні світильники 50Вт, 220В 200-500лк [1.3]
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	15 – 30 0С 20-85% 0,01–0,05 м/с
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	До 10 кг Стоячи, незручна поза 170-290 Вт·год II категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Напруженість органів чуття:зір Категорія	40 % робочого часу 50 % робочого часу 20 % робочого час II категорія

8.3 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів, зумовлених роботою асинхронного двигуна А5К-355-200-6

Таблиця 8.3.1. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Перелік НШВЧ	Фактичне значення	Граничнодопустиме значення та номер нормативного документу
Електричного походження	Напруга Струм	6 кВ 24,5 А	42 В 0,6 мА
Неелектричного походження	Шум	95 дБ	80 дБ
важкість	Статичні та динамічні навантаження	Середньої тяжкості (12,5-15,4)МДж	—
напруженість	Нервово-психологічні перевантаження	Монотонність, втома	—
фізичні	Рухомі машини і механізми	Переміщення двигуна та окремих його частин за допомогою гідравлічного навантажувача	—

8.4. Розробка технічних та організаційних заходів

Таблиця 8.4.1. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки	Ізоляція [2.3]	Робоча ізоляція виконана на полімерних матеріалах $R_0 = 10^{16} \text{ Ом/см}$
	Огороджувальні засоби	Насос знаходиться на майданчику

		машинного залу за сітчастим огородженням[2.1]
	Знак безпеки	На вимикачі живлення насосу «Обережно, напруга», «Не включати, працюють люди. [2.1]
	Захисне заземлення	10 Ом
	Вид дозвільного документу на виконання робіт[2.1]	Наряд-допуск, поточна експлуатація.
Організаційні заходи з електробезпеки	Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи поблизу струмовідних частин. Роботи під напругою.
	Тривалість і порядок виконання робіт	Згідно наряду-допуску вивід в експериментальне або ремонтне положення. [2.1]
	Плакати безпеки	«Обережно напруга», «Не вмикати. Працювати тут», «Заземлено» [2.1]
Технічні заходи щодо виключення інших НШВЧ	Вентиляція	Загальнообмінна, механічна, природня, виконана за допомогою вентиляторів типу ВЦ
	Опалення	Повітряна система опалення безканального типу
	Система освітлення	Робоча – 200 лк, аварійна – 50 лк [1.3]

8.5. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Таблиця 8.5.1. Електрозахисні засоби

Вид ЗІЗ	Призначення	Тип	Технічні хар-ки
---------	-------------	-----	-----------------

Оперативна штанга [2.2]	Виконання монтажних робіт	ШО-10	
Показчик напруги [2.2]	Визначення діючого значення напруги	УВН-10	1 фазний, 6-10кВ
Електровимірювальні кліщі [2.2]	Визначення діючого значення струму	Ц4502	До 600А, не більше 4с
Рукавички діелектричні [3.2]	Захист від ураження струмом	2 клас	До 10кВ

Таблиця 8.5.2. Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування	Нормативні документи	Технічні характеристики,
Захисний спецодяг [1.1]	Захист від механічних ушкоджень	Костюм REIS MMB- MMS ZB	ДСТУ EN 13688:2016	Для механічних робіт.
Захисне взуття [3.2]	Захист від механічних ушкоджень та електричного впливу	1. Черевики 2. Діелектричні боти	ДСТУ EN ISO 20346:2010	1. Для захист від механічних ушкоджень 2. Для роботи в електроустановках напругою до 20 кВ, періодичні випробування - що 6 місяців
Захист рук [3.2]	Захист від механічних ушкоджень	1. Рукавички робочі ОХ- INPAK (1502) 2. Рукавички діелектричні GLEK36 2 11	ДСТУ EN 420-2001	1. Для механічних робіт. 2. Для роботи в електроустановках напругою до 7500 В, періодичні випробування - що 6 місяців
Захист голови	Захист від	Каска Inar-	ДСТУ EN	Для роботи в

[3.2]	механічного та електричного впливу	Master Electrician-6	397:2017	електроустановках напругою до 7500 В, періодичні випробування - що 6 місяців
Захист очей [3.3]	Захист від електричної дуги та ультра-фіолетового випромінювання	Окуляри або захисний щиток	ДСТУ EN 168:2001	Для роботи в електроустановках напругою до 7500 В
Інші	Захист від сторонніх шумів [1.3]	Берюші, навушники Навушники «EAR DEFENDER ED 2C»	ДСТУ EN 352-1:2017	Для роботи в машинному залі
Контрольно-сигнальні прилади	Захист від електричного впливу	Ізолювальна штанга ШО-10	ДНАОП 1.1.10-1.07-01	Підключення валу двигуна до насосу, періодичні випробування раз у 24 місяці
Захисні пристосування	Захист від електричного впливу	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки	ДНАОП 1.1.10-1.07-01	Періодичні випробування раз у 24 місяці

Таблиця 8.5.2. Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Вуглекислотний вогнегасник ВВК-18	Пересувний, тривалість дії – 20 с, довжина струмені – 4м	Для ЕУ більше 1000 В
Блискавкозахист	Штирьовий захист, на найвищих поверхнях даху	II категорія

Організаційні		
План дій з попередження пожеж і вибухів	Вимоги до евакуаційних заходів, планах евакуації, забезпечення дотримання протипожежних вимог, виконання приписів і постанов органів державного пожежного нагляду	Відділ з охорони праці

Продовження таблиці 8.6 Перелік заходів і засобів для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Організаційні	Діагностика технічного стану вимикача	Відповідно до заводських параметрів та поставлених вимог
	Перевірка ізоляції	Відповідно до заводських параметрів та поставлених вимог
	Перевірка температури струмовідних частин в номінальному режимі	Відповідно до заводських параметрів та поставлених вимог
	Перевірка засобів пожежогасіння	Відповідно до розроблених інструкцій
	План дій з попередження надзвичайних ситуацій	Відділ з охорони праці [2.1]
Засоби індивідуального захисту [3.2]	Захисне взуття	Індивідуально для усіх членів команди
	Захисні рукавички від термічних ушкоджень	Індивідуально для усіх членів команди
	Протигаз з кисневим балоном	Індивідуально для усіх членів команди
	Спецодяг із негорючого	Індивідуально для усіх

	матеріалу	членів команди
--	-----------	----------------

8.7. Розрахунок захисного заземлювального пристрою електроустановок напругою більш як 1 000 В

Двигун знаходиться в електричному цеху ТЕЦ, де займає площадку 10×5 метрів, і під'єднується до загальної системи заземлення. Шини заземлення прокладені в цеху і виведені назовні. Навколо цеху знаходиться ЗП, що є сукупністю вертикальних і горизонтального заземлювачів. Як ВЗ виконують: сталеві труби діаметром 35 мм та 50 мм з товщиною стінок не менш як 3,5 мм і довжиною 2,5 або 3 м; пруті зі сталі круглого перерізу діаметром не менш як 10 мм, довжиною 3, 4 або 5 м; сталь у вигляді кутника (40х40, 60х60) з товщиною стінок не менш як 3,5 мм і довжиною 2,5 та 3 м. Для з'єднання ВЗ застосовують ГЗ, які виконуються зі сталі круглого перерізу чи прямокутного перерізу з перетином (4х12) мм, довжиною від 10 до 50 м.

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту вертикального заземлювача

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi_i$$

де $\rho_{\text{табл}}$ - питомий опір ґрунту, який обирається в залежності від виду ґрунту, на якому розташований об'єкт заземлення.

В нашому випадку це чорнозем $\rho_{\text{табл}}=30$ Ом·м, ψ_i - коефіцієнт сезонності, обирається відповідно до вологості ґрунту, в нашому випадку це середня вологість

$$\psi_i=1,3.$$

$$\psi_i = 1,3$$

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi_i = 30 \cdot 1,3 = 39 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту горизонтального заземлювача

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi_i = 30 \cdot 3,5 = 105 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Опір розтікання струму одного вертикального заземлювача, круглого перерізу, який розміщено заглиблено, визначаємо за формулою:

$$R_{\text{в}} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2\pi \cdot l_1} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l_1}{d} \right) + \frac{l_1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4t + l_1}{4t - l_1} \right) \right)$$

де l_1 – довжина вертикального заземлювача; t – відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача; d – діаметр вертикального.

Відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача, визначаємо за формулою:

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ м}$$

де t_0 – глибина закладання вертикального заземлювача.

$$R_B = \frac{39}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,01} \right) + \frac{3}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right) = 14,229 \text{ Ом}$$

Визначимо опір розтікання струму одного вертикального заземлювача круглого перерізу, який розміщено біля поверхні ґрунту:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2\pi \cdot l_1} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l_1}{d} \right) \right) = \frac{39}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,01} \right) \right) = 13,24 \text{ Ом}$$

Потрібну кількість ВЗ визначаємо за формулою:

$$n = \frac{R_B}{R_{\text{шт}} \cdot \eta_B}$$

де η_B – коефіцієнт екранування (використання) заземлювачів, який враховує взаємний вплив ВЗ залежно від їх кількості, способу їх розміщення (у низку чи у контурі) і густини розміщення, яка визначається співвідношенням (a/l_1) , де a – відстань між ВЗ, м

$$n = \frac{13,24}{4 \cdot \frac{1}{3}} = 9,93$$

Округлюємо отримане число до найближчого числа, $n = 10$ шт. Визначимо довжину вертикального заземлювача:

$$l_{\text{ВЗ}} = l_1 / \eta_{\text{ВЗэф}10} = 3 \cdot 0,89 = 2,67 \text{ м}$$

де $\eta_{\text{ВЗэф}10}$ – фактичний коефіцієнт екранування вертикального заземлювача, для 10 заземлювачів, $\eta_{\text{ВЗэф}10} = 0,89$

Визначимо довжину горизонтальних заземлювачів:

$$l_{\text{ГЗ}} = a \cdot (n - 1) = 2,67(10 - 1) = 24 \text{ м}$$

Визначаємо опір струму розтікання горизонтального заземлювача $R_{\text{Г}}$, розміщеного у ґрунті круглого перерізу електроду:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр.}\Gamma}}{2\pi \cdot l_{\Gamma 3}} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l_{\Gamma 3}^2}{d_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}} \right) \right) = \frac{105}{2 \cdot 3,14 \cdot 24} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 24^2}{0,01 \cdot 0,805} \right) \right) = 7,95 \text{ Ом}$$

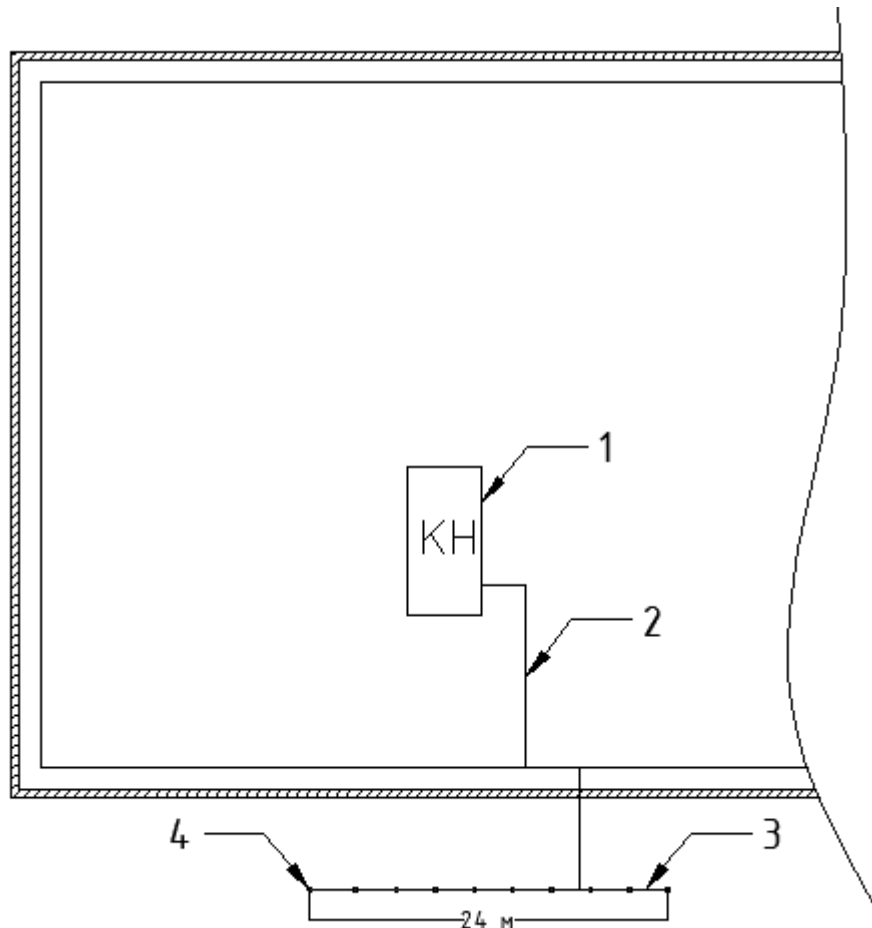
де $\rho_{\text{розр.}\Gamma}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ, Ом·м; t_{Γ} – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м; d – діаметр ГЗ, м.

Еквівалентний опір струму розтікання штучного ЗП визначаємо як опір паралельно з'єднаних n ВЗ і ГЗ

$$R_{\text{екв}} = \frac{R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma}}{(R_{\text{В}} \cdot \eta_{\text{ВЗ}} + R_{\Gamma} \cdot \eta_{\Gamma 3})} = \frac{13,24 \cdot 7,95}{(13,24 \cdot 0,89 + 7,95 \cdot 0,62)} = 6,29 \text{ Ом}$$

Отримане значення не перевищує опір штучного заземлення $R_{\text{екв}} < R_{\text{доп.}}$

Рис.9.1. Схема виконання заземлення конденсатного насосу



1. – площадка на якій розташований конденсатний насос;
2. – заземлюючий провідник;
3. – горизонтальний провідник;
4. – вертикальний провідник.

8.8 Висновок до розділу.

В цьому розділі дипломної дисертації було розглянуто питання охорони праці при експлуатації конденсатного насосу класом напруги 6,3 кВ.

В розділі було виконано аналіз умов праці та таких шкідливих факторів: напруга 6,3 кВ, механічні ушкодження та інші. Впроваджено технічні заходи:

розраховано заземлюючий пристрій, опір якого $R_{шт} < R_{доп}$. Наведено засоби індивідуального захисту при експлуатації конденсатного насосу: діелектричні рукавички, діелектричні черевики, переносне заземлення та використання вимірювальних приладів (універсальна оперативна штанга).

Література з охорони праці

1. Основна література

1.1. Третьякова Л.Д. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування / Литвиненко Г.Є., Третьякова Л.Д. – К.: Лібра, 2008. – 317 с.

1.2. Ткачук К.Н. Охорона праці і промислова безпека / К.Н. Ткачук, В.В. Зацарний, М.Ф. Каштанов, Л.Д. Третьякова та ін. // К.: Лібра, 2010. – 425 с.

1.3. Третьяков О.В. Охорона праці / О.В. Третьяков, В.В. Зацарний, В.Л. Безсонний // Харків, УЦЗУ, 2009. – 436 с.

2. Основні нормативні документи з електробезпеки

2.1. НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок.

2.2. НАПБ Б.03.002-2007. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. – К.: Держстандарт України, 2007, 33 с.

2.3. ДНАОП 0.00-1.32-01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок

3. Основні нормативні документи

3.1. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні. К.: Держстандарт України, 2004, 45 с.

3.2. ДСТУ ISO 13688:2001. Одяг захисний. Загальні вимоги. К.: Держстандарт України, 2002, 6 с. – (Національний стандарт України).

3.3. ДСТУ EN 168:2001 Засоби індивідуального захисту очей. Методи випробування неоптичні.