

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

«На правах рукопису»
УДК _____

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
_____ С. О. Кудря
«__» _____ 20__ 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 циркуляційного насосу системи
власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 620МВт при зміні
напруги в енергосистемі»**

Виконав:
студент VI курсу, групи ЕТ-91мп
КРИМНЯК ІЛІЯ ІВАНОВИЧ _____

Науковий керівник:
доцент, к.т.н. ДЕНИСЮК П.Л. _____

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

Консультант з стартап-пректу:
ст. викладач БАХМАЧУК С.В. _____

Рецензент:
доцент, к.т.н. БАЖЕНОВ В.А. _____

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

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»

Освітньо-професійна програма «Електричні станції»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ С. О. Кудря

«___» _____ 2020 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

Кримняку Іллі Івановичу

1. Тема дисертації «Моделювання режимів роботи циркуляційного насосу системи власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 620МВт при зміні напруги в енергосистемі», науковий керівник дисертації Денисюк Петро Левкович доцент, кандидат технічних наук, затверджені наказом по університету від «___» _____ 20__ р. № _____
2. Термін подання студентом дисертації «___» грудня 2020 р
3. Об'єкт дослідження циркуляційний насос системи власних потреб теплоелектроцентралі
4. Вихідні дані ТЕЦ потужністю 620 МВт
5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1) Вибір головної схеми електричних з'єднань станції; 2) Розрахунок струмів КЗ, вибір та перевірка комутаційного обладнання. 3) Дослідити робочі характеристики циркуляційних насосів та особливості їх роботи. 4) Моделювання АД циркуляційного насосу для визначення імовірності відмови на інтервалі часу спостереження 5) Розрахунок впливу зміни напруги на циркуляційний насос з приводом від асинхронного двигуна. 6) Стартап-проект. 7) Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації циркуляційного насосу.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу 1) Схема електричних з'єднань станції 620 МВт. 2) Схема власних потреб блоку 100 МВт. 3) Модель асинхронного двигуна. 4) Ковзання асинхронного двигуна при зміні напруги . 5) Модель циркуляційного насосу. 6) Витрата води циркуляційного насосу при зміні напруги.

7. Орієнтовний перелік публікацій Денисюк П.Л., Кримняк І.І., Моделювання режимів механізмів системи власних потреб електричної станції при зміні напруги в енергосистемі

8. Консультанти розділів дисертації

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

9. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Формування теми магістерської дисертації	01.09.2020	
2	Вивчення актуальності проблеми по літературних джерелах	15.09.2020	
3	Використання дослідження по темі магістерської дисертації	03.10.2020	
4	Написання та оформлення результатів магістерської дисертації	10.11.2020	
5	Попередній захист магістерської дисертації	17.12.2020	
6	Захист магістерської дисертації	18.12.2020	

Студент

І.І. КРИМНЯК

Науковий керівник

П.Л. ДЕНИСЮК

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація містить 134 сторінки, 23 рисунки, 36 таблиць, 23 джерел за переліком посилань, 6 аркушів графічної частини.

Актуальність теми. Значна кількість відмов двигунів в промисловості викликано тим що, проектувальники устаткування і приміщень, в яких воно експлуатується, часто не враховує властивості двигунів, вибираються для їх установки важкодоступні місця. Внаслідок цього затрудняється обслуговування двигунів, порушується їх вентиляція, що призводить до підвищеного нагріву і передчасному виходу зі строю обмотки статора.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської дисертації є створення математичних моделей, які дозволяють ранжувати парк електрообладнання.

Об'єкт дослідження. Циркуляційний насос системи власних потреб теплоелектроцентралі.

Предмет дослідження. Моделювання режимів роботи

Методи дослідження. Під час виконання магістерської дисертації, було моделювання режимів циркуляційного насосу в системі власних потреб. Було побудовано характеристик асинхронного двигуна і циркуляційного насосу.

Наукова новизна одержаних результатів. Розглянуто моделювання режимів циркуляційного насосу в системі власних потреб. Наведено основні технічні характеристики циркуляційних насосів та електродвигунів, що забезпечують їх роботу. Проведений аналіз пошкоджуваності електродвигунів циркуляційного насосу та змодельовано АД циркуляційного насосу для визначення імовірності його відмови на інтервалі часу.

ABSTRACT

The master's dissertation contains 95 pages, 9 figures, 20 tables, 18 sources according to the list of references, 6 sheets of graphic part.

Actuality of theme . A significant number of engine failures in the industry is caused by the fact that designers of equipment and premises in which it is operated, often do not take into account the properties of engines, are chosen for their installation hard-to-reach places. As a result, it is difficult to maintain the motors, their ventilation is disrupted, which leads to increased heating and premature failure of the stator winding.

The purpose and tasks of the study. The purpose of the master's dissertation is to create mathematical models that allow you to rank the fleet of electrical equipment.

Object of study. Circulation pump of the system of own needs of the thermal power plant.

Subject of study. Simulation of operating modes

Research methods. During the master's dissertation, there was a simulation of circulating pump modes in the system of own needs. The characteristics of an induction motor and a circulating pump were built.

Scientific novelty of the obtained results. Modeling of circulating pump modes in the system of own needs is considered. The main technical characteristics of circulating pumps and electric motors that ensure their operation are given. The analysis of damage of electric motors of the circulating pump is carried out and the BP of the circulating pump is modeled for definition of probability of its failure on a time interval.

Перелік скорочень та умовних позначень

ЕС – електрична станція;
ЕЕС – електроенергетична система;
КЗ (к. з.) – коротке замикання;
АД – асинхронний двигун
ВП – власні потреби;
МН – місцеве навантаження;
ТВП – трансформатор власних потреб;
РТВП – резервний трансформатор власних потреб;
ВРП – відкритий розподільчий пристрій;
ТЕЦ – теплова електрична станція;
ЛР – лінійний реактор;
ОВ – обхідний вимикач;
ТЗ – трансформатор зв'язку;
ТБ– трансформатор блочний;
Г – генератор;
С – система;
ЛЕП – лінії електропередач;
РПН – регулювання під навантаженням;
ШЗВ – шиноз'єднуючий вимикач;
РП – розподільчий пристрій;
ВРП – відкритий розподільчий пристрій;
ГРП – генераторний розподільчий пристрій;
ПЛ – повітряна лінія;

Зміст

Вступ.....	9
1. Вибір головної схеми електричних з'єднань.....	12
1.1 Вибір структурних схем електричної станції	14
1.2. Вибір електрообладнання ТЕЦ 14	
1.2.1. Вибір генераторів	14
1.2.2. Вибір трансформаторів зв'язку	15
1.2.3. Вибір блочних трансформаторів.....	17
1.2.4. Вибір автотрансформаторів зв'язку	18
1.2.5. Вибір секційного реактора	20
1.3. Техніко – економічне порівняння варіантів.....	20
1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв.....	26
1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП 330 кВ	26
1.4.2. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ	26
1.4.3. Вибір електричної схеми ГРП 10.5 кВ	27
1.4.4. Вибір електричної схеми електропостачання ВП	28
Висновки до розділу	31
2.Розрахунок струмів КЗ, вибір та перевірка комутаційного обладнання.....	32
2.1. Визначення опору системи 33	
2.2 Розрахунок струму короткого замикання на ГРП 10.5 кВ.....	36
2.3 Розрахунок струму короткого замикання на РП 110 кВ.....	43
2.4 Розрахунок однофазного короткого замикання на РП 110 кВ.....	46
2.5 Вибір лінійного реактора на розрахунковому відгалуженні.....	49
2.6 Вибір вимикача та роз'єднувача на лінії місцевого навантаження.....	52
2.7 Вибір вимикача на ГРП 10.5 кВ.....	55
2.8 Вибір та перевірка вимикача та роз'єднувача РУ 110 кВ.....	58
2.9 Перевірка за умовами корони.....	61
2.10 Перевірка шин на схлестування (дотик) при КЗ.....	63
2.11 Вибір вимикача на РП 330 кВ.....	65
2.12 Вибір вимірювального трансформатора струму.....	68
2.13 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.....	71
3. Моделювання режимів роботи циркуляційного насосу системи власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 620МВт при зміні напруги в енергосистемі.....	74
3.1 Робочі характеристики циркуляційних насосів та особливості їх роботи.....	75
3.2. Аналіз статистики пошкоджуваності електродвигунів циркуляційного насосу.....	78

3.3. Моделювання АД циркуляційного насосу для визначення імовірності відмови на інтервалі часу спостереження.....	87
3.4 Розрахунок впливу зміни напруги на циркуляційний насос з приводом від асинхронного двигуна.....	93
3.4.1 Математична модель асинхронної машини.....	93
3.4.2 Параметри асинхронної машини.....	95
3.4.3 Розрахунок режимів роботи циркуляційного насосу.....	95
Висновки до розділу.....	106
4. Розробка стартап-проекту.....	107
4.1 Опис ідеї проекту.....	108
4.2 Визначення прогностичних обсягів товару, послуг.....	110
4.3 Технологічний аудит ідеї проекту.....	110
4.4 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту.....	113
4.4.1 Визначення обсягів інвестицій.....	113
4.4.2 Визначення прогностичних щорічних витрат	114
4.4.3 Визначення основних фінансово-економічних показників.....	117
Висновки до розділу.....	120
5. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації циркуляційного насосу.....	121
5.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання.....	122
5.2 Розрахунок захисного заземлювального пристрою електроустановок напругою більш як 1 000 В.....	129
Висновки до розділу.....	132
Список літератури.....	133

ВСТУП

Аналіз сучасного стану і шляхів подальшого розвитку світової і вітчизняної електроенергетики показує, що її реформування здійснюється в умовах низки протиріч перш за все між економічними відносинами та надійністю роботи ЕЕС.

Надійність електропостачання споживачів на території, яка обслуговується ЕЕС суттєво залежить від рівня аварійності в системі. Збільшення рівня аварійності в ЕЕС України і інших промислово розвинених країнах призводить до підвищення небезпеки порушення електропостачання відповідальних енергетичних об'єктів, а іноді і значних територій, які супроводжуються негативними соціальними, екологічними і економічними наслідками.

В якості прикладу можна навести такий факт, що початок минулого десятиріччя відзначався низкою крупних аварій в електроенергетичних системах Північної Америки і Західної Європи (США, Фінляндії, Великобританії, Швеції, Данії і інші), які супроводжувались значними наслідками і одержали значний суспільний резонанс. В результаті цих аварій на тривалий термін було порушено електропостачання споживачів на великих територіях з великою кількістю населення.

Випадки порушення електропостачання споживачів внаслідок технологічних порушень на енергооб'єктах з меншим розміром наслідків постійно мають місце в електроенергетичних системах України і інших промислового розвинених країнах.

Зростання інтенсивності технологічних порушень і важкості наслідків від них пов'язано зі старінням основних фондів і вичерпанням ресурсу електрообладнання, несприятливими змінюваннями кліматичних умов в зовнішньому середовищі, причинами організаційного характеру і потребує проведення відповідного комплексу заходів.

Вищезазначені особливості свідчать про те, що на сучасному етапі розвитку ЕЕС поряд з удосконаленням технологій все більшу актуальність набувають питання раціональної організації експлуатації і управління функціонуванням та

розвитком складних електроенергетичних систем, зокрема, управління надійністю електропостачання і впровадження заходів, направлених на забезпечення промислової безпеки енергооб'єктів і запобігання виникненню аварійних ситуацій і інцидентів.

Важливою задачею є також планування ремонтного обслуговування електрообладнання ЕЕС, що потребує створення математичних моделей, які дозволяють ранжувати парк електрообладнання за показниками надійності.

Розділ 1.

Вибір головної схеми електричних з'єднань станції

Електрична частина електростанції включає в себе зв'язані між собою головну схему електричних з'єднань електростанцій і схему власних потреб, яка впливає на такі показники електростанції: економічність, надійсь, ремонтпридатність і тд. Генератори електричної станції нерозривно пов'язані з енергосистемою через трансформатори, що підвищують та ЛЕП.

Головна схема електричних з'єднань проекрованої електричної станції повинна в сукупності мати якості для безперебійного живлення споживачів, безпеку обслуговування та економічність установки.

Від якості успадкування залежить надійність роботи схеми. Гнучкість схеми визначає можливість проводити різні перемикання для ревізії або ремонту окремого успадкування без перерви живлення споживачів. Схему необхідно спроектувати так, щоб отримати оптимальний варіант по надійності, гнучкості та вартості.

Електрична потужність, що генерується на ТЕЦ, розподіляється на трьох напругах: $U_1 = 330 \text{ кВ}$, $U_2 = 110 \text{ кВ}$ та $U_3 = 10.5 \text{ кВ}$. Шини 10.5 кВ і 110 кВ зв'язані між собою через 2 трансформатори зв'язку, а шини 110 кВ і 330 кВ зв'язані через автотрансформатори. У разі дефіциту потужності в одній з систем, потужність у неї перетікає з іншої системи через автотрансформатор.

Структурні схеми обох варіантів дані на рис.1.1 і рис. 1.2, де показані генератори Г, розподільчі установки вищої напруги РП і генераторної ГРП, місцеве навантаження Рмн, трансформатори зв'язку Т1 і Т2, блокові трансформатори Т3,Т4, Т5, а також автотрансформатори АТ1 та АТ2. У першому варіанті два генератора по 60 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП, два генератора по 100 МВт – до РП 110 кВ за блоковим принципом, один генератор 300 МВт приєднані до РП 330 кВ за блоковим принципом. У другому варіанті два генератора по 60 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП, один генератор 100 МВт приєднаний до РП 110 кВ за блоковим принципом один генератор 100 МВт

приєднаний до РП 330 кВ за блоковим принципом, один генератор 300 МВт приєднаний до РП 330 кВ за блоковим принципом.

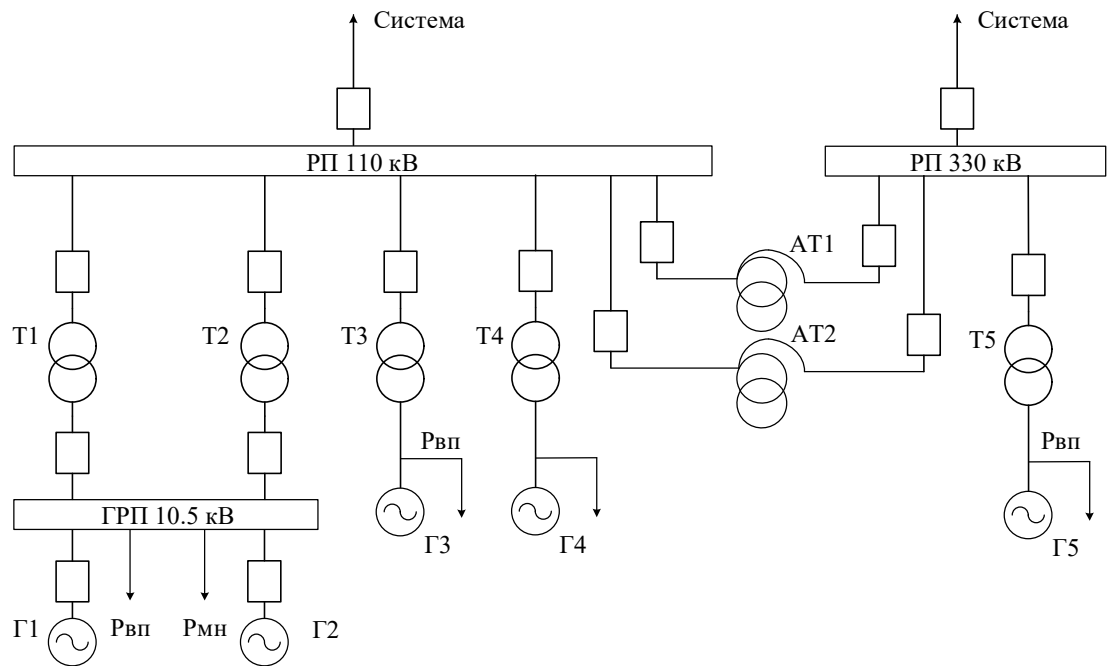


Рис. 1.1 Структурна схема (варіант 1)

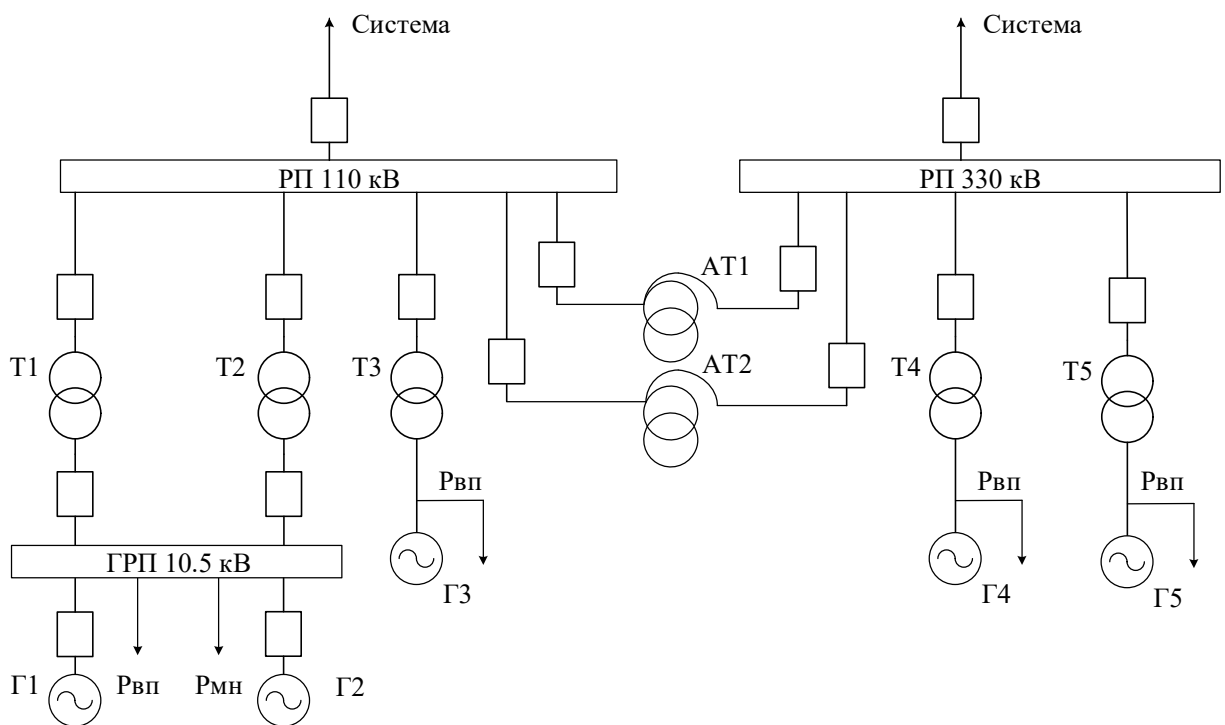


Рис. 1.2 Структурна схема (варіант 2)

1.2. Вибір електрообладнання ТЕЦ

1.2.1. Вибір турбогенераторів

Для покриття встановленої потужності яка складає 620 МВт з якої на ГРП 10.5 кВ розподіляється 120 МВт, а на ВРП 110 кВ та 330 кВ - 500 МВт. Тому необхідно встановити:

- на ГРП 10.5 кВ 2 генератора потужністю 60 МВт
- на ВРП 110 кВ та 330 кВ 2 генератор за блоковим принципом потужність 100 МВт та 1 генератор за блоковим принципом потужність 300 МВт

Тому вибираємо два генератора типу **ТВФ–63-2УЗ**. Для роботи в блоці вибираємо два генератора типу **ТВФ-120-2УЗ** та один генератора типу **ТГВ-300-2УУЗ**, основні параметри яких представлені в Табл. 1.1:

Таблиця 1.1- Технічні характеристики турбогенераторів

№ п/п	Параметри	ТВФ–63-2УЗ	ТВФ–120-2УЗ	ТГВ–300-2УУЗ
1	$n_{\text{ном}}$, об/хв	3000	3000	3000
2	$S_{\text{ном}}$, МВ · А	78.75	125	353
3	$P_{\text{ном}}$, МВт	60	100	300
4	$U_{\text{ном}}$, кВ	10.5	10.5	20
5	$\cos(\varphi)_{\text{ном}}$	0.8	0.8	0.85
6	I , кА	4.33	6.875	10.2
7	Схема обмоток статора	Y	Y Y	Y Y
8	x_d'' , об/хв	0.153	0.192	0.195
9	Ціна, тис. грн.	7504	9800	25200

1.2.2.Вибір трансформаторів зв'язку

Керуючись такими положеннями вибираємо трансформатори зв'язку :

1) Трансформатори зв'язку повинні забезпечити видачу всієї активної потужності генераторів встановлених на ГРП 10.5 за вирахування навантаження електроприймачів власних потреб 6 кВ та 0.4 кВ та місцевого навантаження на ГРП 10.5 кВ в період мінімуму навантаження.

2) При відключенні одного з генераторів на ГРП 10.5 кВ трансформатори зв'язку повинні створити симетричну схему для зменшення перетоків потужності

3) При плановому або аварійному відключенні одного генератора на ГРП 10.5 кВ трансформатори зв'язку повинні створити умови для резервного живлення електроприймачів 6-10 кВ.

4) Видача всієї надлишкової потужності на ВРП 110 кВ при роботі всіх генераторів на ГРП 10.5 кВ

5) Трансформатори зв'язку повинні мати РПН

Виходячи з цих положень приймає для встановлення на ГРП 2х трансформаторів зв'язкуз РПН.

Визначаємо потужність яка передається через трансформатори зв'язку в трьох режимах:

- 1) в режимі мінімального навантаження
- 2) в режимі максимального навантаження
- 3) в аварійному режимі(вихід з ладу найпотужнішого генератора)

При розрахунках приймемо навантаження (ВП) 10% від генерації на збірних шинах (120 МВт). Вибір трансформаторів зв'язку виконаємо в табличній формі. Розраховані дані зведені в Табл. 1.2:

Таблиця 1.2- Перетоки потужності через трансформатори зв'язку

	Навантаження в різних режимах, МВт		
	Макс.	Мін.	Авар.
Виробництво	120	120	60
Власні потреби	12	12	12
Місц. навантаж.	86.6	60.32	86.6
Переток	21.4	47.68	-38.6

По найбільшому розрахунковому навантаженню визначаємо потужність кожного трансформатора:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{макс.перет.}}}{2 \cdot \cos(\varphi_{\text{ном}})} = \frac{47.68}{2 \cdot 0.85} = 28.047 \text{ (МВА)}$$

Вибираємо два трансформатора зв'язку з РПН типу **ТДН- 40000/110** з наступними параметрами які приведені в Табл.1.3:

Таблиця 1.3- Технічні характеристики трансформатора зв'язку

S_n , МВА	U_k , %	I_{xx} , %	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	Ціна, тис. грн.
40	10.5	0.55	115	10.5	34	170	2515.2

Для 1-го, 2-го варіантів вибираємо однакові трансформатори зв'язку

1.2.3. Вибір блочних трансформаторів

Враховуючи те, що на власні потреби ТЕЦ йде 10% від потужності блоку, потужність апаратів буде рівна:

- для блоку 100 МВт

$$P_{\text{сн}} = 0.1 \cdot P_{\text{бл}} = 0.1 \cdot 100 = 10 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$P_{\text{сн}} = 0.1 \cdot P_{\text{бл}} = 0.1 \cdot 300 = 30 \text{ (МВт)}$$

Активна потужність, що передається трансформатором, складе:

- для блоку 100 МВт

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{бл}} - P_{\text{сн}} = 100 - 10 = 90 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{бл}} - P_{\text{сн}} = 300 - 30 = 270 \text{ (МВт)}$$

Повна потужність трансформатора складає:

- для блоку 100 МВт

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos(\varphi)} = \frac{90}{0.85} = 105.882 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos(\varphi)} = \frac{270}{0.85} = 317.647 \text{ (МВт)}$$

Вибираємо трансформатор типу **ТДЦ- 125000/110, ТДЦ- 125000/330** та **ТДЦ- 400000/330**. Паспортні дані яких приведені в Табл. 1.4.

За 1 варіантом буде встановлено два трансформатора типу **ТДЦ- 125000/110**, за 2 варіантом — один **ТДЦ- 125000/110** та один **ТДЦ- 125000/330**.

Для 1-го і 2-го варіантів використовується по одному трансформатору типу **ТДЦ- 400000/330**.

Таблиця 1.4 - Технічні характеристики блочних трансформаторів

Тип трансформатора	S _н , МВА	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	U _{к(вн)} , %	Група з'єднань	Ціна, тис. грн.
ТДЦ-125000/110	125	120	400	10.5	УН/D-11	3668
ТДЦ-125000/330	125	120	380	11	УН/D-11	4873,2
ТДЦ-400000/330	400	330	880	11	УН/D-11	10218

1.2.4. Вибір автотрансформаторів зв'язку

Вибір автотрансформаторів здійснюється по перетоку потужності через них в різних можливих режимах роботи:

- режим максимального навантаження шин 10 та 110 кВ;
- режим мінімального навантаження шин 10 та 110 кВ;
- аварійний режим(вихід з ладу 1 турбогенератора на напрузі 10 чи 110 кВ).

Для першого варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos\varphi_{\text{нав}}} = \frac{320}{0.8} - \frac{86.6 + 98.6 + 32}{0.85} = 144.471 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos\varphi_{\text{нав}}} = \frac{320}{0.8} - \frac{86.6 + 60.32 + 32}{0.85} = 200.249 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{ав} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{мн} + P_{вп}}{\cos \varphi_{нав}} = \frac{220}{0.8} - \frac{86.6 + 98.6 + 32}{0.85} = 19.471 \text{ (МВт)}$$

Для другого варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{макс} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{мн} + P_{вп}}{\cos \varphi_{нав}} = \frac{220}{0.8} - \frac{86.6 + 98.6 + 22}{0.85} = 31.235 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{мін} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{мн} + P_{вп}}{\cos \varphi_{нав}} = \frac{220}{0.8} - \frac{86.6 + 60.32 + 22}{0.85} = 64.506 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{ав} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{мн} + P_{вп}}{\cos \varphi_{нав}} = \frac{120}{0.8} - \frac{86.6 + 98.6 + 22}{0.85} = -93.765 \text{ (МВт)}$$

Для першого варіанту по найбільшому перетоку потужності, в режимі мінімального навантаження, який складає 200.249 (МВт). Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу **АТДЦТН- 250000/330/110** з параметрами які занесені до Табл.1.5:

Таблиця 1.5 -Технічні характеристики автотрансформатора зв'язку

$S_{ном}$, МВа	$U_{вн}$, кВ	$U_{сн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	$U_{к(вс)}$, %	$U_{к(вн)}$, %	$U_{к(сн)}$, %	Група з'єднання	Ціна, тис. грн.
250	230	121	20	120	500	0.40	11	32	20	УН/УН/D	8646

Для другого варіанту по найбільшому перетоку потужності, в аварійному режимі, який складає 93.765 (МВт). Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу **АТДЦТН-125000/330/110** з параметрами які занесені до Табл.1.6:

Таблиця 1.6 -Технічні характеристики автотрансформатора зв'язку

$S_{\text{ном}},$ МВа	$U_{\text{вн}},$ кВ	$U_{\text{сн}},$ кВ	$U_{\text{нн}},$ кВ	$\Delta P_{\text{хх}},$ кВт	$\Delta P_{\text{кз}},$ кВт	$I_{\text{хх}},$ %	$U_{\text{к(вс)}},$ %	$U_{\text{к(вн)}},$ %	$U_{\text{к(сн)}},$ %	Група з'єднання	Ціна, тис. грн.
125	230	121	20	65	315	0.4	11	45	28	УН/УН/D	5109

1.2.5. Вибір секційного реактору

Реактор вибирається по струму секції:

$$I_c = 0.6 \cdot \frac{P_c}{\cos(\varphi) \cdot \sqrt{3} \cdot U_r} = 0.6 \cdot \frac{60}{0.85 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.329 \text{ (кА)}$$

Вибираємо реактор типу РБГ 10-2500-0.35У1 з номінальними параметрами, які приведені в Табл.1.7:

Таблиця 1.7- Технічні характеристики секційного реактора

$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{трив}},$ А	$x_{\text{ном}},$ Ом	Номінальні втрати на фазу, кВт	$I_{\text{дин}},$ кА	$I_{\text{терм}},$ кА	$t_{\text{терм}},$ с
10	2500	0.35	20,5	37	14.6	8

Для всіх варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів

Техніко-економічне порівняння варіантів виконаємо в табличній формі.

Час роботи: $t_p = 8760 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}}\right)$. Час найбільших витрат: $\tau = 3500 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}}\right)$.

Розраховуємо втрати енергії в трансформаторах:

1 Варіант:

Два трансформатора ТДН-40000/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 34 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{28.047}{40}\right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 0.4356 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два трансформатора ТДЦ-125000/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 400 \cdot \left(\frac{107.5}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 1.56 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/330:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 330 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 880 \cdot \left(\frac{317.71}{400} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 4.834 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два автотрансформатора АДЦТН-2500000/330/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 500 \cdot \left(\frac{207.859}{250} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 1.65 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

2Вариант:

Два трансформатора ТДН-40000/110:

Втрати аналогічні першому варіанту

Трансформатор ТДЦ-125000/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 120 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 400 \cdot \left(\frac{107.5}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 2.08 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-125000/330:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 120 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 380 \cdot \left(\frac{107.5}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 2.035 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/220:

Втрати аналогічні першому варіанту

Два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 65 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 315 \cdot \left(\frac{96.558}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$
$$= 0.898 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Річні витрати B складаються з трьох складових:

$$B = B_a + B_0 + B_{\text{втр}}.$$

Амортизаційні відрахування:

$$B_a = a \cdot K$$

Де a – норма амортизаційних відрахувань, $a = 9.4\%$ $U_H \leq 150 \text{ кВ}$ і $a = 8.4\%$ для $U_H \geq 220 \text{ кВ}$.

Витрати на обслуговування ЕС (ремонт і зарплата персоналу):

$$B_0 = b \cdot K$$

де $b = 3\%$ для $U_H \leq 150 \text{ кВ}$ і $b = 2\%$ для $U_H \geq 220 \text{ кВ}$.

Витрати, обумовлені втратами енергії:

$$B_{\text{втр}} = \beta \cdot \Delta W_{\text{втр}}$$

де β – вартість 1 кВт·год втраченої енергії, приймаємо β на 2018 рік.

$$\beta = 0.759 \left(\frac{\text{грн.}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} \right).$$

Отриманні дані зводимо до Табл.1.8:

Найменування обладнання	Варіант 1						
	Втрати енергії, кВт·год	Кількість , шт	Ціна, тис. грн	Вартість, тис. грн	Витрати на амортизацію , тис. грн	Витрати на обслуговування , тис. грн	Вартість вtrat, тис. грн
ТДН-40000/110	437190,00	2	1257,6	2515,2	236,429	75,456	331,827
ТДЦ-125000/110	1568920	2	3668	7336	689,584	220,080	1190,810
ТДЦ-125000/330	-	0	4873,2	0	0,000	0,000	0,000
ТДЦ-400000/330	4833888,149	1	10191,8	10191,8	856,111	203,836	3668,921
АТДЦТН-125000/330/110	-	0	5109	0	0,000	0,000	0,000
АТДЦТН-250000/330/110	1656075,094	2	8646	17292	1452,528	345,840	1256,961
Комірка ЗРП-10,5 кВ з ВВГ-10	-	2	34,06	68,12	6,403	2,044	0,000
Комірка ВРП-110 кВ з LBT-145	-	6	1797,32	10783,92	1013,688	323,518	0,000
Комірка ВРП-330 кВ з НРЛ420В3	-	3	5790,2	17370,6	1459,130	347,412	0,000
Разом:				65557,64	5713,874	1518,185	6448,520

Продовження таблиці 1.8

Найменування обладнання	Варіант 2						
	Втрати енергії, кВт·год	Кількість , шт	Ціна, тис. грн	Вартість, тис. грн	Витрати на амортизацію , тис. грн	Витрати на обслуговування , тис. грн	Вартість вtrat, тис. грн
ТДН-40000/110	437190,00	2	1257,6	2515,2	236,429	75,456	331,827
ТДЦ-125000/110	2086640	1	3668	3668	344,792	110,040	0,000
ТДЦ-125000/330	2034868	1	4873,2	4873,2	409,349	97,464	1544,465
ТДЦ-400000/330	4833888,149	1	10191,8	10191,8	856,111	203,836	3668,921
АТДЦТН-125000/330/110	898331,223	2	5109	10218	858,312	204,360	681,833
АТДЦТН-250000/330/110	-	0	7074	0	0,000	0,000	0,000
Комірка ЗРП-10,5 кВ з ВВГ-10	-	2	34,06	68,12	6,403	2,044	0,000
Комірка ВРП-110 кВ з LBT-145	-	5	1797,32	8986,6	844,740	269,598	0,000
Комірка ВРП-330 кВ з НРЛ420В3	-	4	5790,2	23160,8	1945,507	463,216	0,000
Разом:				63681,72	5501,644	1426,014	6227,047

1 Варіант:

Прибуток:

$$D_t = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C_{\text{вих}} = 580000 \cdot 3500 \cdot 0.759 = 1.540 \text{ (млрд. грн)}$$

Балансовий прибуток:

$$P_{\text{бт}} = D_t - B_{\text{ет}} - B_{\text{втрат}} - A_{\text{пт}} = 1540 - 5.7 - 6.4 - 1.51 = 1527 \text{ (млн. грн)}$$

Податок на прибуток:

$$H_{\text{нт}} = \rho \cdot P_{\text{бт}} = 0.21 \cdot 1527 = 320.6 \text{ (млн. грн)}$$

Поточний річний чистий прибуток:

$$P_{\text{пт}} = P_{\text{бт}} - H_{\text{нт}} = 1527 - 320.6 = 1206.4 \text{ (млн. грн)}$$

Інтегральний ефект:

$$P_{\text{дс}} = \frac{P_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}}{E} - K = \frac{1206.4 + 5.7}{0.1} - 65.5 = 12013.63 \text{ (млн. грн)}$$

Рентабельність інвестицій:

$$R_t = \frac{P_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}}{K} = \frac{1206.4 + 5.7}{65.5} = 18,37$$

Срок окупності:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_t} = 0.054$$

2 Варіант:

Для другого варіанту розрахунки аналогічні.

Отриманні дані зводимо до Табл.1.9:

Таблиця 1.9 - Підсумки підрахунків показників ефективності двох варіантів

	Варіанти	
	1	2
Прибуток	1540	1540

Балансовий прибуток	1527.1	1527.6
Податок на прибуток	320.6	320.7
Поточний річний чистий прибуток	1206.4	1206.8
Інтегральний ефект	12013	12018
Рентабельність інвестицій	18.37	18.92
Строк окупності	0.054	0.052

Оскільки інтегральний ефект для двох варіантів приблизно однаковий, орієнтуємось на рентабельність інвестицій. Обираємо 2 варіант схеми через більшу рентабельність.

1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв

1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП 330 кВ

На ВРП 330 кВ використовуємо схему з трьома вимикачами на два приєднання. Схема з трьома вимикачами на два приєднання має такі переваги:

- 1) Ремонт та обслуговування будь-якого вимикача проводиться без перерви живлення та з мінімальною кількістю комутаційних операцій при виведенні в ремонт елементів схеми
- 2) Роз'єднувачі використовуються лише при ремонті та обслуговуванні елементів схеми (для створення видимого розриву)
- 3) При виникненні аварії відключення обидвох систем шин не призведе до порушення електропостачання споживача
- 4) В схемі 3/2 поєднується переваги схеми зі збірними шинами та схеми багатокутника.

До недоліків схеми 3/2 можна віднести:

- 1) Комутацій операції при відключенні к.з. виконується двома вимикачами
- 2) Складність кол релейного захисту та автоматики
- 3) Велика кількість вимикачів
- 4) Кількість вимикачів не дорівнює кількості приєднань

1.4.2. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ

На ВРП 110 кВ застосовуємо схему з двома системами збірних шин і обхідною системою шин при одному вимикачі на приєднання. Схема з двома системами збірних шин і обхідною системою шин має такі переваги:

- 1) В даній схемі на одне приєднання застосовується один вимикач
- 2) Можливість почергового ремонту обладнання без перерви живлення
- 3) Поділ системи на дві частини для підвищення надійності електропостачання споживачів або для обмеження струмів к.з.
- 4) Можливість оперативних переключень в залежності від режиму установки

До недоліків схеми двома системами збірних шин і обхідною системою шин можна віднести:

- 1) 2 вимикача не відносяться до приєднань (ЩЗВ та ОВ)
- 2) Роз'єднувач використовується для оперативних перемикачів
- 3) Схема дуже складна при великій кількості приєднань
- 4) При використанні ШЗВ обидві системи шин виходять з роботи

1.4.3. Вибір електричної схеми ГРП 10.5 кВ

На ГРП 10.5 кВ застосовуємо схему подвійну секціоновану систему збірних шин. Дана схема дозволяє при відключенні однієї з секцій збірних шин не приведе до відключення найважливіших споживачів. При збільшенні кількості споживачів не виконується значні зміни в схемі та монтажні або

будівельні роботи. До переваг можна віднести:

- 1) Ремонт будь-якої системи шин не призводить до відключення споживачів від живлення
- 2) Завдяки наявності в схемі ШЗВ оперативні перемикач в схемі не призводять до відключення від живлення відповідальних споживачів (споживачі 1 групи згідно ПУЕ)
- 3) Споживачі втрачають живлення лише на час оперативних переключень на резервну систему шин персоналом

До недоліків можна віднести:

- 1) Велика кількість успадкування таких як роз'єднувачі, ізолятори, струмоведучі частин та вимикачів
- 2) Складна конструкція РП порівняно з одинарною секціоновану систему шин
- 3) Оперативні перемикання робляться з допомогою роз'єднувачів

1.4.4. Вибір електричної схеми електропостачання ВП

Систему власних потреб (ВП) електричної станції складають – робочі машини з приводними електродвигунами, допоміжне обладнання, відповідальна система управління, незалежні джерела енергії, приймачі електроенергії, розподільчі пристрої. Все це обладнання створює умови для економічного та надійного функціонування електричної станції.

Для живлення приймачів ВП приймаємо два рівня напруги:

$U_1 = 6 \text{ кВ}$ – для живлення двигунів потужність $P \geq 200 \text{ кВт}$

$U_2 = 0.4 \text{ кВ}$ – для живлення інших двигунів, освітлення і інших приймачів ВП

Розподільчі пристрої ВП виконуємо однією секціонованою системою шин з одним вимикачем на приєднання.

На ГРП 10.5 кВ електроприймачі ВП одержують живління безпосередньо від шин ГРП через трансформатор що понижує. На РП 110 кВ та 330 кВ живління електроприймачі ВП здійснюється відпайкою від блоку.

Резервне живління електроприймачів ВП 1 категорії та 2 категорії (згідно ПУЕ) забезпечуємо шляхов встановлення резервних ТВП до шин 110 кВ та через резервний АТ до шин 330 кВ.

Електроприймачі ВП 0.4 кВ приєднуються до секції 0.4 кВ, яка отримає живлення від трансформаторів що понижують другого ступеня. Трансформатори другого ступеня встановлюються поблизу розміщення груп електроприймачів.

Збірні шини 0.4 кВ секціонуються для підвищення надійності живлення електроприймачів ВП. Тому найбільш відповідальні споживачі отримують живлення не тільки від РТВП, але і від дизель-генератора.

Схема ВП проектованої ТЕЦ приведена нижче на Рис.1.3.

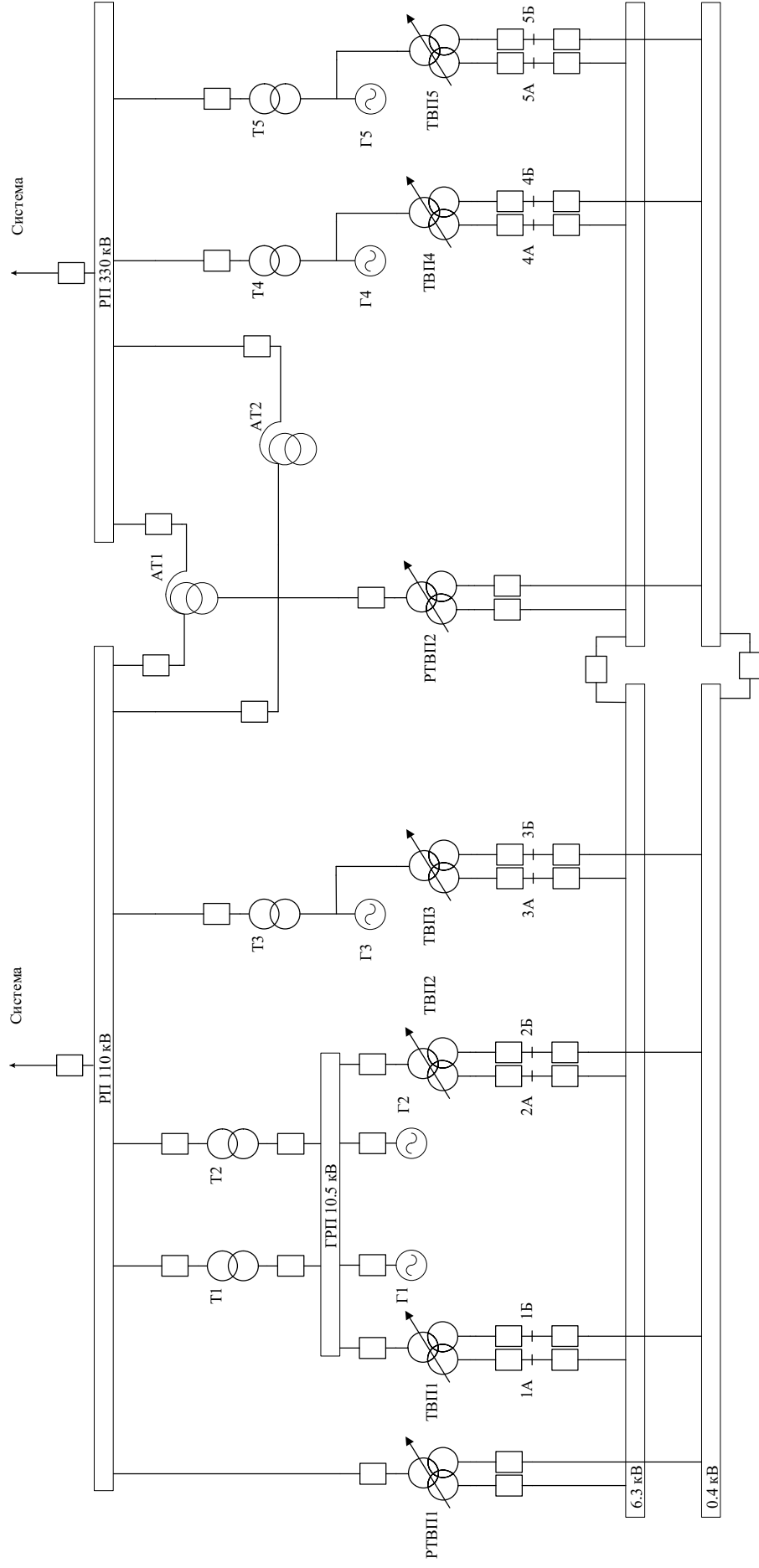


Рис. 1.3. Електрична схема власних потреб ТЕЦ 620 МВт

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

Проведено техніко-економічне обґрунтування вибору головної схеми станції. Через більшу рентабельність обрано найбільш економічно вигідний варіант, тобто другий, при якому два генератори приєднано до ГРП, третій є блочним і приєднаний до шин ВРП-110 четвертий і п'ятий - блочні приєднані до шин ВРП-330.

Прийнято подвійну систему шин з обхідною для ВРП-110, для ВРП-330 обрано схему "3/2" і подвійну систему шин для ГРП. Проведено вибір генераторів, трансформаторів зв'язку, блочних трансформаторів, автотрансформаторів, секційного реактору і тд.

Вибрані трансформатори в.п., в т.ч. – один резервний, що може забезпечити живлення в.п. із системи.

Розділ 2.

Розрахунок струмів КЗ, вибір та перевірка комутаційного обладнання

2.1 Визначення опору системи

За розрахунковою схемою (рис.2.1) складаємо заступну схему (рис. 2.2), замінюючи електромагнітні зв'язки електричними. Генератори вводимо в схему заміщення як ЕРС з опором, інші елементи як опори. Розрахунок струмів КЗ будемо вести у відносних одиницях.

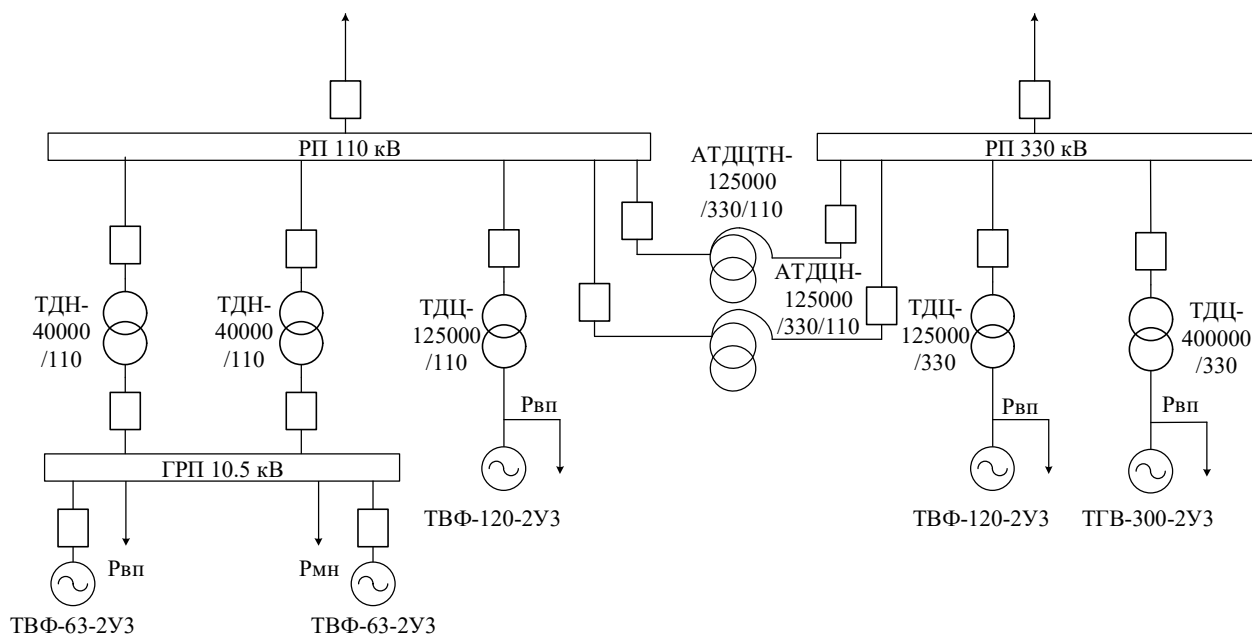


Рис.2.1 Розрахункова схема ТЕЦ

За базисну потужність приймемо $S_{\bar{o}} = 78.75 \text{ МВА}$. За базисну напругу візьмемо $U_{\bar{o}} = 10.5 \text{ кВ}$.

Опори генераторів:

$$\bar{X}_{\Gamma 1*} = \bar{X}_{\Gamma 2*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{H.\Gamma.}} = \frac{15.3}{100} \cdot \frac{78.75}{78.75} = 0.153 (в.о)$$

$$\bar{X}_{\Gamma 3*} = \bar{X}_{\Gamma 4*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{H.\Gamma.}} = \frac{19.2}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.121 (в.о)$$

$$\bar{X}_{\Gamma 5*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{H.\Gamma.}} = \frac{19.5}{100} \cdot \frac{78.75}{353} = 0.044 (в.о)$$

Опори трансформаторів:

$$\bar{X}_{T1*} = \bar{X}_{T2*} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\theta}}}{S_{H.T.}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{40} = 0.207 \text{ (в.о.)}$$

$$\bar{X}_{T3*} = \bar{X}_{T4*} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\theta}}}{S_{H.T.}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.069 \text{ (в.о.)}$$

$$\bar{X}_{T5*} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\theta}}}{S_{H.T.}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{78.75}{400} = 0.022 \text{ (в.о.)}$$

Опір реактора:

$$\bar{X}_{P.C.*} = X_P(OM) \cdot \frac{S_{\bar{\theta}}}{U_{H.P.}^2} = 0.35 \cdot \frac{78.75}{(10)^2} = 0.276 \text{ (в.о.)}$$

Опори автотрансформаторів:

$$\bar{X}_{AT1*} = \bar{X}_{AT2*} = \frac{U_K(B-C)\%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\theta}}}{S_{HAT}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.069 \text{ (в.о.)}$$

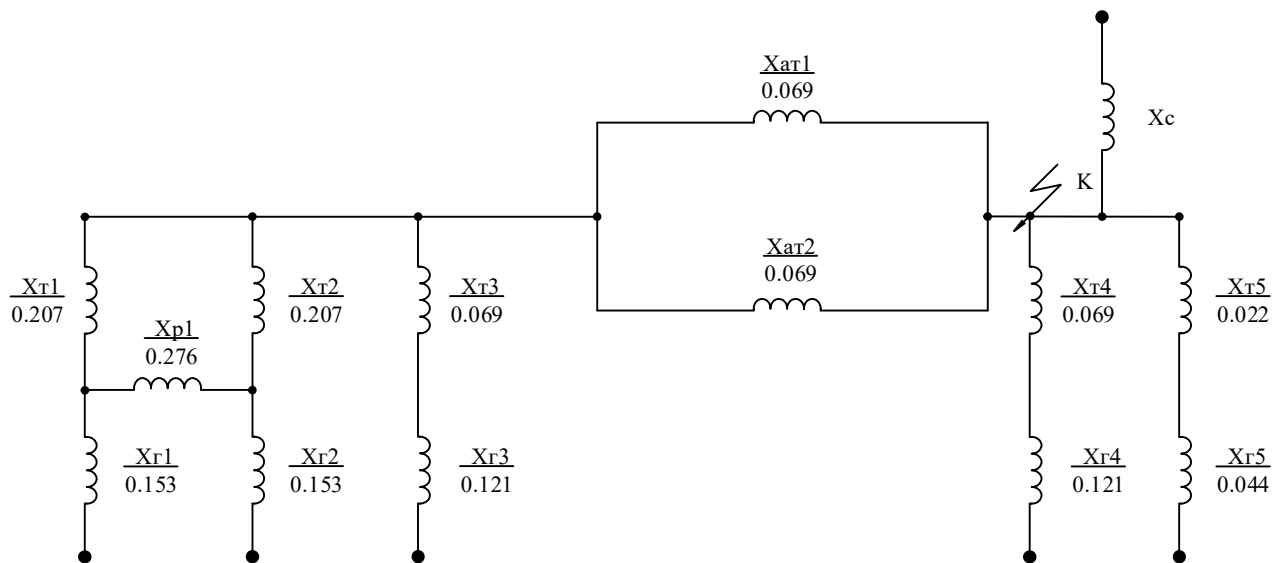


Рис.2.2 Схема заміщення ТЕЦ

Для розрахунку струмів КЗ 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 .

$$X_1 = \frac{X_{r1} \cdot X_{r2}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.153}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.04 \text{ (B. o.)}$$

$$X_2 = \frac{X_{r2} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (B. o.)}$$

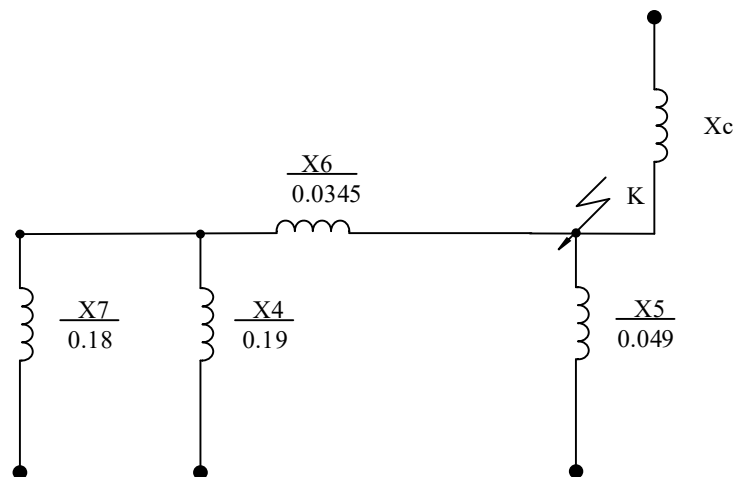
$$X_3 = \frac{X_{r1} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (B. o.)}$$

$$X_4 = X_{r3} + X_{T3} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (B. o.)}$$

$$X_5 = \frac{(X_{r4} + X_{T4}) \cdot (X_{r5} + X_{T5})}{X_{r4} + X_{T4} + X_{r5} + X_{T5}} = \frac{(0.069 + 0.121) \cdot (0.044 + 0.022)}{0.069 + 0.121 + 0.044 + 0.022} = 0.049 \text{ (B. o.)}$$

$$X_6 = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0.069}{2} = 0.0345 \text{ (B. o.)}$$

$$X_7 = X_1 + \frac{(X_2 + X_{T2}) \cdot (X_1 + X_{T1})}{X_2 + X_{T2} + X_1 + X_{T1}} = 0.04 + \frac{(0.073 + 0.207) \cdot (0.073 + 0.207)}{0.073 + 0.207 + 0.073 + 0.207} = 0.18 \text{ (B. o.)}$$



$$X_8 = \frac{X_7 \cdot X_4}{X_7 + X_4} + X_6 = \frac{0.18 \cdot 0.19}{0.18 + 0.19} + 0.0345 = 0.127 \text{ (B. o.)}$$

$$X_{ct} = \frac{X_8 \cdot X_5}{X_8 + X_5} = \frac{0.127 \cdot 0.049}{0.127 + 0.049} = 0.035 \text{ (B. o.)}$$

Розрахунок опору системи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 10^3} = 4.33 \text{ (кА)}$$

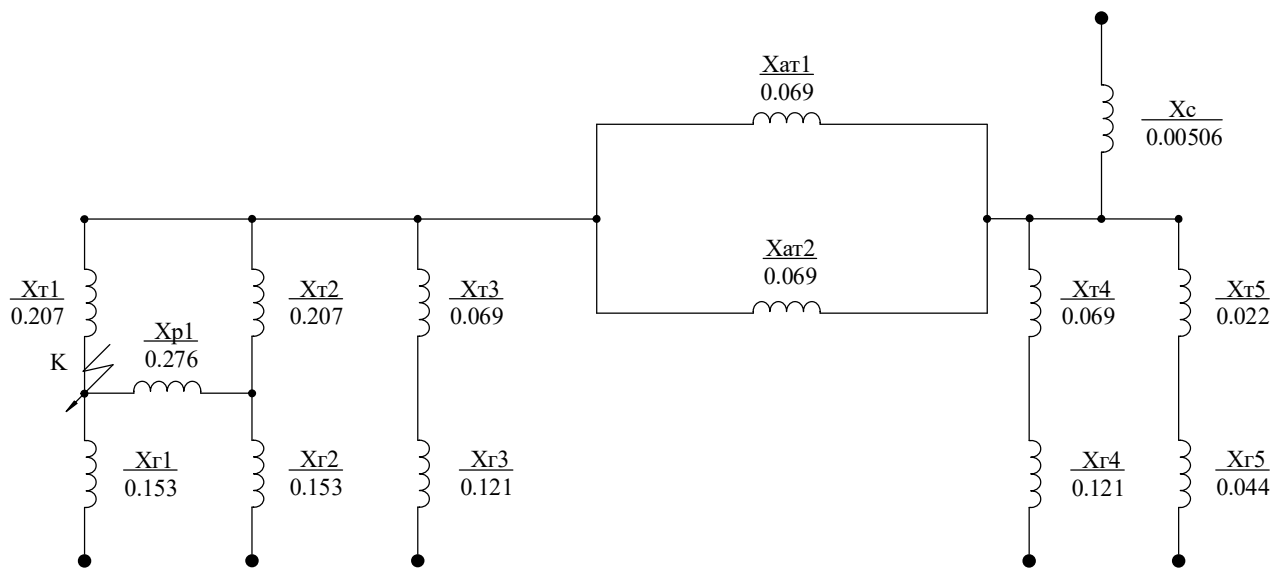
$$I_{\text{к.з. (сист)}} = \frac{U_{330}}{U_6} \cdot I_{\text{к.з. (сист)}} = \frac{330}{10,5} \cdot 31,2 = 980.571 \text{ кА}$$

$$X_E = \frac{I_6}{I_{\text{к.з. (сист)}}} = \frac{4,33}{980.571} = 0,00442 \text{ в. о.}$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{X_E \cdot X_{CT}}{X_{CT} - X_E} = \frac{0,00442 \cdot 0,035}{0,035 - 0,00442} = 0,00506 \text{ в. о.}$$

2.2 Розрахунок струму короткого замикання на ГРП 10.5 кВ

Згортаємо схему справа наліво відносно точки К₁.



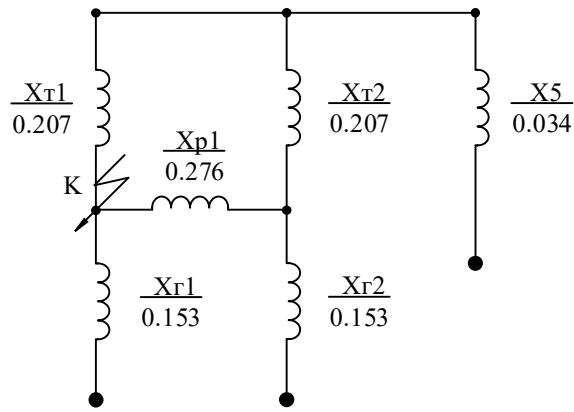
$$X_1 = X_{r3} + X_{l3} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (в. о.)}$$

$$X_2 = \frac{(X_{r4} + X_{l4}) \cdot (X_{r5} + X_{l5})}{X_{r4} + X_{l4} + X_{r5} + X_{l5}} = \frac{(0.069 + 0.121) \cdot (0.044 + 0.022)}{0.069 + 0.121 + 0.044 + 0.022} = 0.049 \text{ (в. о.)}$$

$$X_3 = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0.069}{2} = 0.0345 \text{ (в. о.)}$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_c}{X_2 + X_c} + X_3 = \frac{0.049 \cdot 0.00807}{0.049 + 0.00807} + 0.0345 = 0.041 \text{ (в. о.)}$$

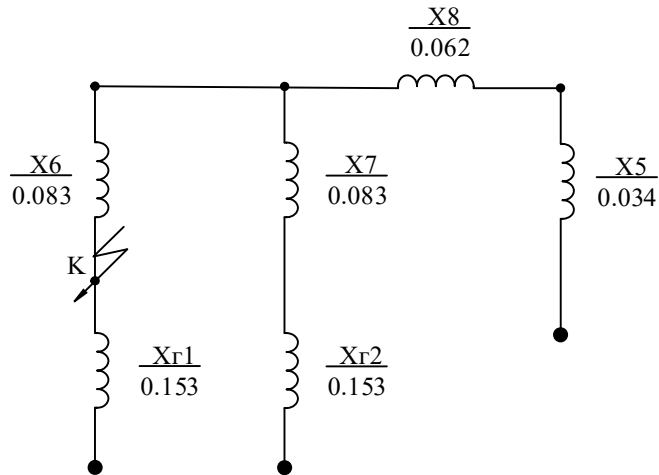
$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = \frac{0.19 \cdot 0.041}{0.19 + 0.041} = 0.034 \text{ (в. о.)}$$



$$X_6 = \frac{X_{T1} \cdot X_{p1}}{X_{T1} + X_{13} + X_{T2}} = \frac{0.207 \cdot 0.276}{0.207 + 0.276 + 0.207} = 0.083 \text{ (B. o.)}$$

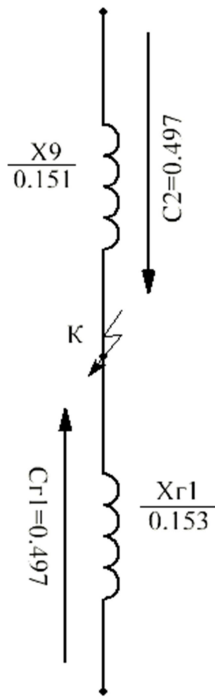
$$X_7 = \frac{X_{T1} \cdot X_{p1}}{X_{T1} + X_{13} + X_{T2}} = \frac{0.207 \cdot 0.276}{0.207 + 0.276 + 0.207} = 0.083 \text{ (B. o.)}$$

$$X_8 = \frac{X_{T1} \cdot X_{p1}}{X_{T1} + X_{13} + X_{T2}} = \frac{0.207 \cdot 0.207}{0.207 + 0.276 + 0.207} = 0.062 \text{ (B. o.)}$$



$$X_9 = \frac{(X_8 + X_5) \cdot (X_7 + X_{r2})}{X_8 + X_5 + X_7 + X_{r2}} + X_6 = \frac{(0.062 + 0.034) \cdot (0.083 + 0.153)}{0.062 + 0.034 + 0.083 + 0.153} + 0.083 = 0.151 \text{ (B. o.)}$$

$$X_e = \frac{X_{r1} \cdot X_9}{X_{r1} + X_9} = \frac{0.153 \cdot 0.151}{0.153 + 0.151} = 0.076 \text{ (B. o.)}$$



Знайдемо коефіцієнти струморозподілу по гілкам схеми:

$$C = 1$$

$$C_1 = C \cdot \frac{X_9}{X_{r1} + X_9} = 1 \cdot \frac{0.151}{0.153 + 0.151} = 0.497 (\text{в. о.})$$

$$C_2 = C \cdot \frac{X_{r1}}{X_{r1} + X_9} = 1 \cdot \frac{0.153}{0.153 + 0.151} = 0.503 (\text{в. о.})$$

$$C_3 = C_2 \cdot \frac{(X_8 + X_5)}{X_8 + X_5 + X_7 + X_{r2}} = 0.503 \cdot \frac{(0.062 + 0.034)}{0.062 + 0.034 + 0.083 + 0.153} = 0.145 (\text{в. о.})$$

$$C_4 = C_2 \cdot \frac{(X_{18} + X_1)}{X_8 + X_5 + X_7 + X_{r2}} = 0.503 \cdot \frac{(0.083 + 0.153)}{0.062 + 0.034 + 0.083 + 0.153} = 0.358 (\text{в. о.})$$

$$C_5 = C_4 \cdot \frac{X_1}{X_1 + X_4} = 0.358 \cdot \frac{0.19}{0.19 + 0.041} = 0.294 (\text{в. о.})$$

$$C_6 = C_4 \cdot \frac{X_4}{X_1 + X_4} = 0.358 \cdot \frac{0.041}{0.19 + 0.041} = 0.064 (\text{в. о.})$$

$$C_7 = C_5 \cdot \frac{X_c}{X_2 + X_c} = 0.294 \cdot \frac{0.00807}{0.049 + 0.00807} = 0.041 \text{ (в. о.)}$$

$$C_8 = C_5 \cdot \frac{X_2}{X_2 + X_c} = 0.294 \cdot \frac{0.049}{0.049 + 0.00807} = 0.253 \text{ (в. о.)}$$

$$C_{r1} = C_1 = 0.497 \text{ (в. о.)}$$

$$C_{r2} = C_3 = 0.145 \text{ (в. о.)}$$

$$C_{r3} = C_6 = 0.064 \text{ (в. о.)}$$

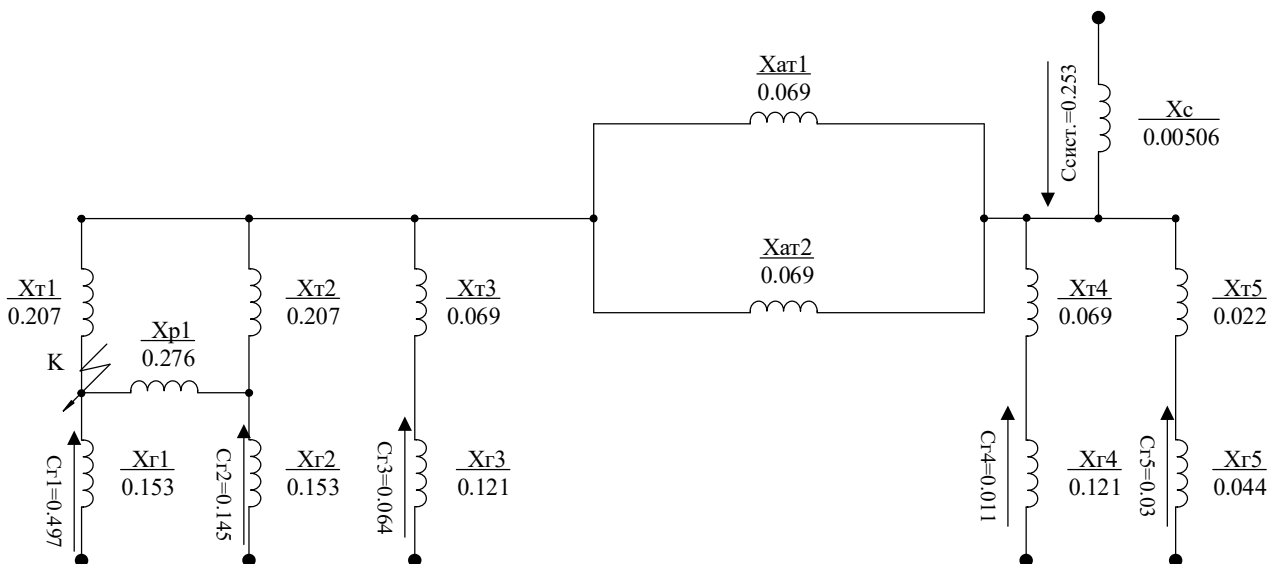
$$C_{r4} = C_7 \cdot \frac{(X_{r5} + X_{T5})}{X_{r4} + X_{T4} + X_{r5} + X_{T5}} = 0.041 \cdot \frac{(0.044 + 0.022)}{0.069 + 0.121 + 0.044 + 0.022} = 0.011 \text{ (в. о.)}$$

$$C_{r5} = C_7 \cdot \frac{(X_{r4} + X_{T4})}{X_{r4} + X_{T4} + X_{r5} + X_{T5}} = 0.041 \cdot \frac{(0.069 + 0.121)}{0.069 + 0.121 + 0.044 + 0.022} = 0.03 \text{ (в. о.)}$$

$$C_{\text{сист.}} = C_8 = 0.253 \text{ (в. о.)}$$

Перевіряємо:

$$C_{r1} + C_{r2} + C_{r3} + C_{r4} + C_{r5} + C_{\text{сист.}} = 0.497 + 0.145 + 0.064 + 0.011 + 0.03 + 0.253 = 1$$



Назва променя	№ променя	S _п , МВА	C
Г ₁	1	78.75	0.497
Система	2	78.75	0.253
Г ₂ , Г ₃ , Г ₄ ,	3	681.75	0.25
Сума		839.25	1

Для
променів маємо:

1) для променя 1:

номінальний струм променя:

$$I_{нл1} = \frac{S_{л1}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 (кА)$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{розрах.13} = \frac{X_E \cdot S_{л1}}{C_{л1} \cdot S_6} = \frac{0.076 \cdot 78.75}{0.497 \cdot 78.75} = 0.153$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{розрах.12} = \frac{2X_E \cdot S_{л1}}{C_{л1} \cdot S_6} = \frac{2 \cdot 0.076 \cdot 78.75}{0.497 \cdot 78.75} = 0.306$$

2) для променя 2:

номінальний струм променя:

$$I_{нл2} = \frac{S_{л2}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 (кА)$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{розрах.23} = \frac{X_E \cdot S_{л2}}{C_{л2} \cdot S_6} = \frac{0.076 \cdot 78.75}{0.253 \cdot 78.75} = 0.3$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{розрах.22} = \frac{X_E \cdot 2 \cdot S_{л2}}{C_{л2} \cdot S_6} = \frac{0.076 \cdot 2 \cdot 78.75}{0.253 \cdot 78.75} = 0.6$$

3) для променя 3:

номінальний струм променя:

$$I_{нл3} = \frac{S_{л3}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{681.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 37.487 (кА)$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{розрах.33} = \frac{X_E \cdot S_{л3}}{C_{л3} \cdot S_6} = \frac{0.076 \cdot 681.75}{0.25 \cdot 78.75} = 2.632$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.32}} = \frac{X_E \cdot 2 S_{л3}}{C_{л3} S6} = \frac{0.076 \cdot 2 \cdot 681.75}{0.25 \cdot 78.75} = 5.264$$

По розрахункових кривих визначаємо відносне 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 ($m = 1$):

$$I'_{0.0л13} = 6.5$$

$$I'_{0.1л13} = 4.9$$

$$I'_{\infty л13} = 2.7$$

Струми в кА:

$$I_{л13_0.0} = I'_{0.0л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 6.5 \cdot 1 \cdot 4.33 = 28.146(\text{кА})$$

$$I_{л13_0.1} = I'_{0.1л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 4.9 \cdot 1 \cdot 4.33 = 21.218(\text{кА})$$

$$I_{л13_ \infty} = I'_{\infty л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 2.7 \cdot 1 \cdot 4.33 = 11.691(\text{кА})$$

2) Трифазне КЗ, промінь 2:

$$I'_{0.0л23} = I'_{0.1л23} = I'_{\infty л23} = \frac{1}{X_{\text{розрах}}} = \frac{1}{0.3} = 3.333$$

Струми в кА:

$$I_{л23_0.0} = I'_{0.0л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 3.333 \cdot 1 \cdot 4.33 = 14.432(\text{кА})$$

$$I_{л23_0.1} = I'_{0.1л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 3.333 \cdot 4.33 = 14.432(\text{кА})$$

$$I_{л23_ \infty} = I'_{\infty л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 3.333 \cdot 1 \cdot 4.33 = 14.432(\text{кА})$$

3) Трифазне КЗ, промінь 3

$$I'_{0.0л33} = 0.44$$

$$I'_{0.1л33} = 0.39$$

$$I'_{\infty л33} = 0.46$$

Струми в кА:

$$I_{л33_0.0} = I'_{0.0л33} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.44 \cdot 1 \cdot 37.487 = 16.494(\text{кА});$$

$$I_{л33_0.1} = I'_{0.1л33} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.39 \cdot 1 \cdot 37.487 = 14.62(\text{кА});$$

$$I_{л33_ \infty} = I'_{\infty л33} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.46 \cdot 1 \cdot 37.487 = 17.244(\text{кА});$$

$$\text{Ударний струм: } i_{уд_3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Sigma 3} 0.0 = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 59.072 = 162.418(\text{кА})$$

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

$$I'_{0.0л12} = 3.3$$

$$I'_{0.1л12} = 2.8$$

$$I'_{\infty л12} = 2.4$$

Струми в кА:

$$I_{л12_0.0} = I'_{0.0л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 3.4 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 24.75(\kappa A)$$

$$I_{л12_0.1} = I'_{0.1л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 2.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 20.999(\kappa A)$$

$$I_{л12_ \infty} = I'_{\infty л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 2.4 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 17.999(\kappa A)$$

Двофазне КЗ, промінь2

$$I'_{0.0л22} = I'_{0.1л22} = I'_{\infty л22} = \frac{1}{X_{розр}} = \frac{1}{0.6} = 1.667$$

Струми в кА:

$$I_{л22_0.0} = I'_{0.0л22} \cdot m \cdot I_{нл2} = 1.667 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 12.502(\kappa A)$$

$$I_{л22_0.1} = I'_{0.1л22} \cdot m \cdot I_{нл2} = 1.667 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 12.502(\kappa A)$$

$$I_{л22_ \infty} = I'_{\infty л22} \cdot m \cdot I_{нл2} = 1.667 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 12.502(\kappa A)$$

Двофазне КЗ, промінь3

$$I'_{0.0л32} = I'_{0.1л32} = I'_{\infty л32} = \frac{1}{X_{розр}} = \frac{1}{5.264} = 0.19$$

Струми в кА:

$$I_{л32_0.0} = I'_{0.0л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.19 \cdot \sqrt{3} \cdot 37.487 = 12.337(\kappa A)$$

$$I_{л32_0.1} = I'_{0.1л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.19 \cdot \sqrt{3} \cdot 37.487 = 12.337(\kappa A)$$

$$I_{л32_ \infty} = I'_{\infty л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.19 \cdot \sqrt{3} \cdot 37.487 = 12.337(\kappa A)$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.1.:

Таблиця 2.1 –Результати розрахунку струму КЗ на ГРП 10.5 кВ

№ п/п	Місц е к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{е1}	X _{е2}	X _{е0}	X _е	Параметри променів				
								№	S _П	C _П	I _{НП}	X _{РОЗР}
1	К ₁	(3)	10.5	0.076	—	—	0.076	1	78.75	0.497	4,33	0.153
								2	78.75	0.253	4,33	0.3
								3	681.75	0.25	37.487	2.632
2	К ₁	(2)	10.5	0.076	0.076	—	0.152	1	78.75	0.497	4,33	0.306
								2	78.75	0.253	4,33	0.6
								3	681.75	0.25	37.487	5.264

Продовження таблиці 2.1

№	m ⁰	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0} , кА	I _{0.1} , кА	I _∞ , кА	i _{уд} , кА
1	1	6,5	4,9	2,7	28,146	21,218	11,691	
2		3.333	3.333	3.333	14.432	14.432	14.432	
3		0.44	0.39	0.46	16.494	14.62	17.244	
-		Сума			59.072	50.27	43.367	
1	√3	3,3	2,8	2,4	24,75	20,999	17,999	
2		1.667	1.667	1.667	12.502	12.502	12.502	
3		0.19	0.19	0.19	12.337	12.337	12.337	
					167.733	146.378	130.572	

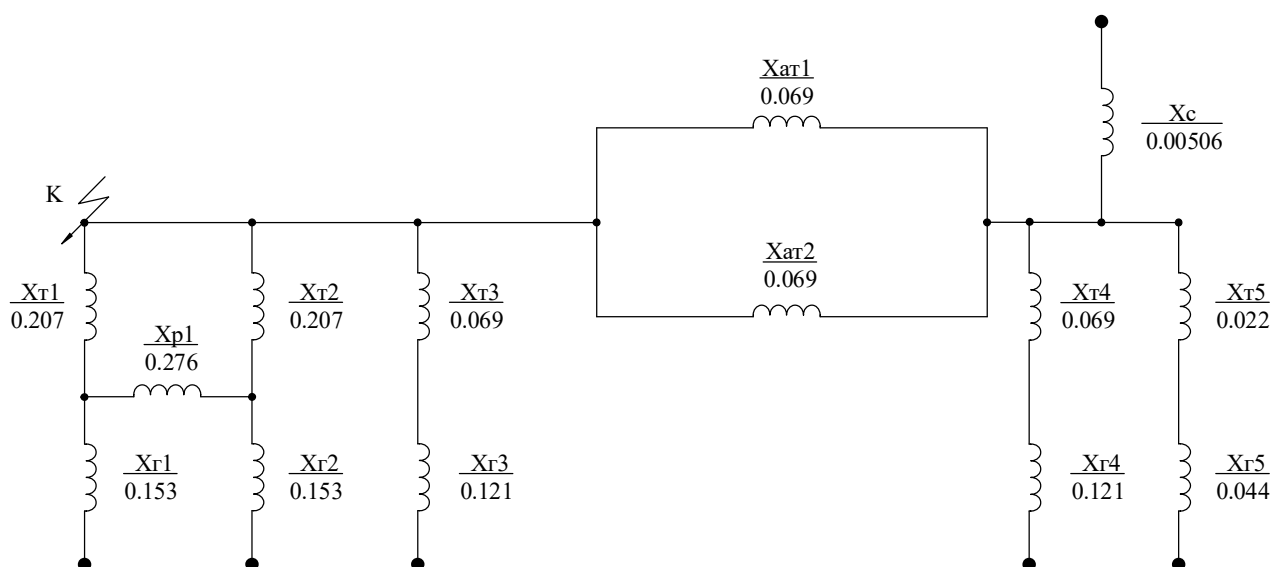
2.3 Розрахунок струму короткого замикання на РП 110 кВ

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

$$I_{к.з.(сист)} = \frac{U_{330}}{U_6} \cdot I_{к.з.(сист)} = \frac{330}{10,5} \cdot 31,2 = 980.571 \text{ кА}$$

$$X_E = \frac{I_6}{I_{к.з.(сист)}} = \frac{4,33}{980.571} = 0,00442 \text{ в. о.}$$

$$X_{сист} = \frac{X_E \cdot X_{CT}}{X_{CT} - X_E} = \frac{0,00442 \cdot 0,035}{0,035 - 0,00442} = 0,00506 \text{ в. о}$$



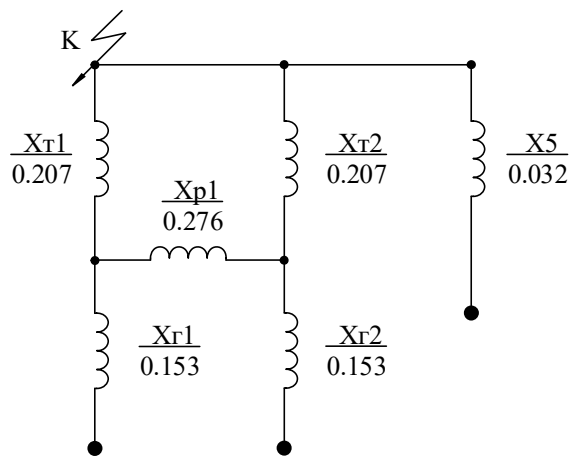
$$X_1 = X_{r3} + X_{T3} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (B. o.)}$$

$$X_2 = \frac{(X_{r4} + X_{T4}) \cdot (X_{r5} + X_{T5})}{X_{r4} + X_{T4} + X_{r5} + X_{T5}} = \frac{(0.069 + 0.121) \cdot (0.044 + 0.022)}{0.069 + 0.121 + 0.044 + 0.022} = 0.049 \text{ (B. o.)}$$

$$X_3 = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0.069}{2} = 0.0345 \text{ (B. o.)}$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_c}{X_2 + X_c} + X_3 = \frac{0.049 \cdot 0.00507}{0.049 + 0.00507} + 0.0345 = 0.038 \text{ (B. o.)}$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = \frac{0.19 \cdot 0.038}{0.19 + 0.038} = 0.032 \text{ (B. o.)}$$



$$X_6 = \frac{X_{r1} \cdot X_{r2}}{X_{r1} + X_{r2} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.153}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.04 \text{ (B. o.)}$$

$$X_7 = \frac{X_{r1} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r2} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (B. o.)}$$

$$X_8 = \frac{X_{r2} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r2} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (B. o.)}$$

$$X_9 = X_{T1} + X_7 = 0.207 + 0.073 = 0.28 \text{ (B. o.)}$$

$$X_{10} = X_{T2} + X_8 = 0.207 + 0.073 = 0.28 \text{ (B. o.)}$$

$$X_{11} = \frac{X_9}{2} + X_6 = \frac{0.28}{2} + 0.04 = 0.18 \text{ (B. o.)}$$

$$X_{\text{eKB}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{11}} + \frac{1}{X_5}} = \frac{1}{\frac{1}{0.18} + \frac{1}{0.032}} = 0.029 \text{ (B. o.)}$$

Розрахуємо струм короткого замикання:

Потужність променя $S_{II} = 839.25(MVA)$

Номінальний струм променя:

$$I_{n110} = \frac{S_{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi 110}} = \frac{839.25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 4.405 \text{ (кА)}$$

Розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.110}} = X_{\text{екв}} \cdot \frac{S_{II}}{S_B} = 0.029 \cdot \frac{839.25}{78.75} = 0.309 \text{ (в.о.)}$$

1) Для трифазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0Л} = 3.4$$

$$I'_{0.1Л} = 2.8$$

$$I'_{\inftyЛ} = 2.3$$

Струми в кА:

$$I_{Л3_0.0} = I'_{0.0Л} \cdot m \cdot I_{нл} = 3.4 \cdot 1 \cdot 4.405 = 14.977 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л3_0.1} = I'_{0.1Л} \cdot m \cdot I_{нл} = 2.8 \cdot 1 \cdot 4.405 = 12.334 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л3_ \infty} = I'_{\inftyЛ} \cdot m \cdot I_{нл} = 2.3 \cdot 1 \cdot 4.405 = 10.131 \text{ (кА)};$$

Ударний струм: $i_{уд_3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Л_0.0} = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 14.977 = 41.179 \text{ (кА)}$

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

$$I'_{0.0Л} = 1.7$$

$$I'_{0.1Л} = 1.6$$

$$I'_{\inftyЛ} = 1.8$$

Струми в кА:

$$I_{Л2_0.0} = I'_{0.0Л} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 1.7 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.405 = 12.97 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л2_0.1} = I'_{0.1Л} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 1.6 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.405 = 12.207 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л2_ \infty} = I'_{\inftyЛ} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 1.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.405 = 13.733 \text{ (кА)};$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.2:

Таблиця 2.2 –Результати розрахунку струму КЗ на РП 110 кВ

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{e1}	X _{e2}	X _{e0}	X _e ^()	Параметри променів			
								S _{II}	C _{II}	I _{нп}	X _{розрах.}

1	K ₃	(3)	110	0.029	—	—	0.029	839.25	1	4.405	0.309
2	K ₃	(2)	110	0.029	0.029	—	0.058	839.25	1	4.405	0.618

Продовження таблиці 2.2

№	m ⁰	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0}	I _{0.1}	I _∞	i _{уд}
1	1	3.4	2.8	2.3	14.977	12.334	10.131	41.179
2	√3	1.7	1.6	1.8	12.97	12.207	13.733	-
3	1.25	1.15	1.4	16.519	15.197	18.501	3	-

2.4 Розрахунок однофазного короткого замикання на РП 110 кВ

Знайдемо величини опорів у відносних одиницях. За базисну приймемо потужність $S_б = 78.75$ МВА. За базисну візьмемо напругу 110 кВ.

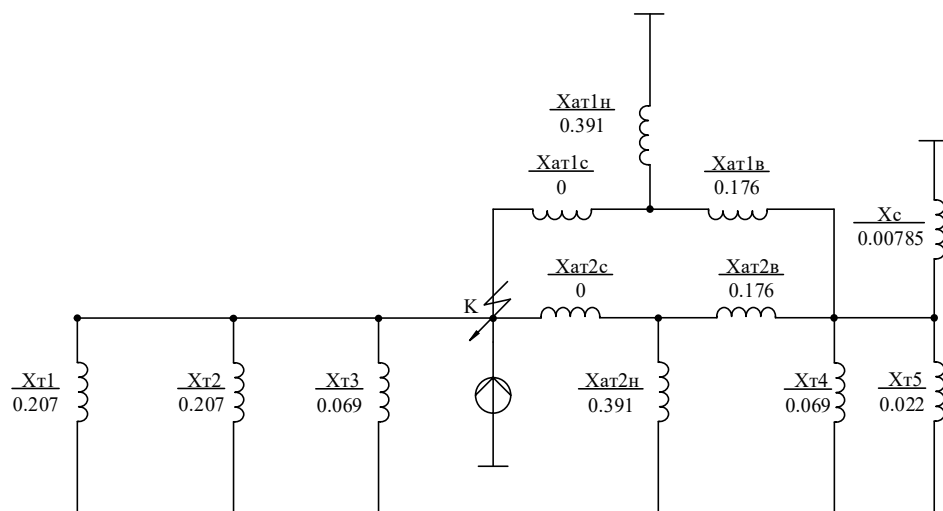
Опір автотрансформаторів АТДЦТН-125000/330/110 :

$$\bar{X}_{B_s} = \frac{U_{K(B-C)\%} + U_{K(B-H)\%} - U_{K(C-H)\%}}{100\%} \cdot \frac{S_б}{S_{H.AT}} = \frac{11 + 45 - 28}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.176(в.о.)$$

$$\bar{X}_{C_s} = \frac{U_{K(B-C)\%} + U_{K(C-H)\%} - U_{K(B-H)\%}}{100\%} \cdot \frac{S_б}{S_{H.AT}} = \frac{11 + 28 - 45}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0(в.о.)$$

$$\bar{X}_{H_s} = \frac{U_{K(B-H)\%} + U_{K(C-H)\%} - U_{K(B-C)\%}}{100\%} \cdot \frac{S_б}{S_{H.AT}} = \frac{28 + 45 - 11}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.391(в.о.)$$

Складемо схему заміщення:



$$X_1 = \frac{X_C \cdot X_{T5}}{X_C + X_{T5}} = \frac{0.00506 \cdot 0.022}{0.00506 + 0.022} = 0.0058 \text{ (в. о.)}$$

$$X_2 = \frac{X_1 \cdot X_{T4}}{X_1 + X_{T4}} = \frac{0.0058 \cdot 0.069}{0.0058 + 0.069} = 0.0053 \text{ (B. o.)}$$

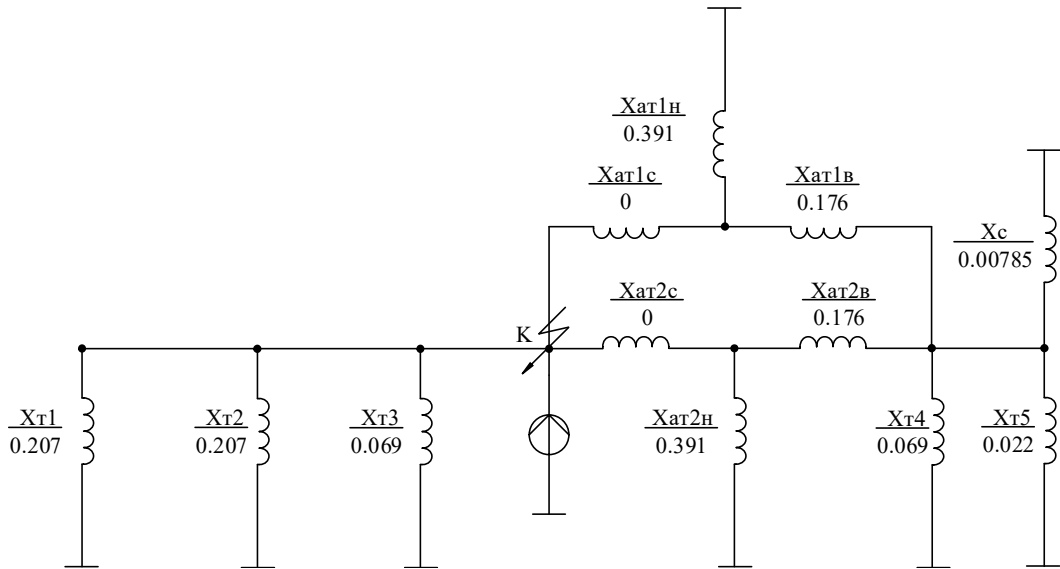
$$X_2 = \frac{X_{aT2H} \cdot X_1}{X_{aT2H} + X_1 + X_{aT2B}} = \frac{0.391 \cdot 0.0053}{0.391 + 0.0053 + 0.176} = 0.0036 \text{ (B. o.)}$$

$$X_3 = \frac{X_{aT2H} \cdot X_{aT2B}}{X_{aT2H} + X_1 + X_{aT2B}} = \frac{0.391 \cdot 0.176}{0.391 + 0.0053 + 0.176} = 0.12 \text{ (B. o.)}$$

$$X_4 = \frac{X_{aT2B} \cdot X_1}{X_{aT2H} + X_1 + X_{aT2B}} = \frac{0.176 \cdot 0.0053}{0.391 + 0.0053 + 0.176} = 0.0016 \text{ (B. o.)}$$

$$X_5 = X_{aT2c} + X_3 = 0 + 0.12 = 0.12 \text{ (B. o.)}$$

$$X_6 = X_{aT1B} + X_4 = 0.176 + 0.0016 = 0.178 \text{ (B. o.)}$$



$$X_7 = \frac{X_{aT1H} \cdot X_2}{X_{aT1H} + X_2 + X_6} = \frac{0.391 \cdot 0.0036}{0.391 + 0.0036 + 0.178} = 0.0024 \text{ (B. o.)}$$

$$X_8 = \frac{X_{aT1H} \cdot X_6}{X_{aT1H} + X_2 + X_6} = \frac{0.391 \cdot 0.178}{0.391 + 0.0036 + 0.178} = 0.122 \text{ (B. o.)}$$

$$X_9 = \frac{X_6 \cdot X_2}{X_{aT1H} + X_2 + X_6} = \frac{0.178 \cdot 0.0036}{0.391 + 0.0036 + 0.178} = 0.0011 \text{ (B. o.)}$$

$$X_{10} = X_5 + X_9 = 0.12 + 0.0011 = 0.121 \text{ (B. o.)}$$

$$X_{11} = \frac{X_{10} \cdot X_8}{X_{10} + X_8} + X_7 = \frac{0.121 \cdot 0.122}{0.121 + 0.122} + 0.0024 = 0.063 \text{ (B. o.)}$$

$$X_e = \frac{1}{\frac{1}{X_{11}} + \frac{2}{X_{T1}} + \frac{1}{X_{T3}}} = \frac{1}{\frac{1}{0.063} + \frac{2}{0.207} + \frac{1}{0.069}} = 0.025 \text{ (в. о.)}$$

Потужність променя $S_{II} = 839.25 \text{ (MVA)}$

Номінальний струм променя:

$$I_{n110} = \frac{S_{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi 110}} = \frac{839.25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 4.405 \text{ (кА)}$$

$$X_{екв} = X_1 + X_2 + X_0 = 0.029 + 0.029 + 0.025 = 0.083 \text{ (в.о.)}$$

Розрахунковий опір променя при трьохфазному к.з.:

$$X_{розрах.110} = X_{екв} \cdot \frac{S_{II}}{S_B} = 0.083 \cdot \frac{839.25}{78.75} = 0.885 \text{ (в.о.)}$$

Для однофазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0Л} = 1.25$$

$$I'_{0.1Л} = 1.15$$

$$I'_{\infty Л} = 1.4$$

Струми в кА:

$$I_{ЛЗ_0.0} = I'_{0.0Л} \cdot m \cdot I_{нЛ} = 1.25 \cdot 3 \cdot 4.405 = 16.519 \text{ (кА)};$$

$$I_{ЛЗ_0.1} = I'_{0.1Л} \cdot m \cdot I_{нЛ} = 1.15 \cdot 3 \cdot 4.405 = 15.197 \text{ (кА)};$$

$$I_{ЛЗ_ \infty} = I'_{\infty Л} \cdot m \cdot I_{нЛ} = 1.4 \cdot 3 \cdot 4.405 = 18.501 \text{ (кА)};$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.3.:

Таблиця 2.3 –Результати розрахунку однофазного КЗ на РП 110 кВ

Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{E1}	X _{E2}	X _{E0}	X _E	Параметри променів			
							S _П	C _П	I _{НП}	X _{РОЗР}
К ₄	(1)	110	0.029	0.029	0.025	0.083	839.25	1	4.405	0.885

2.5 Вибір лінійного реактора на розрахунковому відгаладженні

За рахунок економічного фактору вартості електрообладнання та необхідності забезпечення якості електроенергії на розрахунковому відгаладженні необхідно становити лінійний реактор.

Визначемо кількість приєднань до одної секції на ГРП 10.5 кВ:

$$n_{\text{пр}} = \frac{n_{\text{відг}}}{n_c} = \frac{22}{2} = 11 \text{ (шт.)}$$

Приймемо, що від лінійного реактора відходить 4 відгаладження.

Визначаємо необхідну кількість лінійних реакторів:

$$n_p = \frac{n_{\text{пр}}}{4} = \frac{11}{4} \approx 3 \text{ (шт.)}$$

Для вибору необхідного реактору задаємось струмом вимикання за реактором елегазового вимикача серії VF. Номінальний струм відключення якого складає 31.2 (кА).

Визначаємо бажений опір лінійного реактора:

$$X_{E1*} = \frac{I_6}{I_{\text{відкл}}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \cdot \frac{1}{I_{\text{відкл}}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot \frac{1}{31.2} = 0.144 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{\text{баж}*} = X_{E1} - X_{E1} = 0.144 - 0.076 = 0.068 \text{ (в. о.)}$$

Знайдемо бажений опір реактора в іменованих одиницях:

$$X_{\text{баж}} = X_{\text{баж}*} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_6} = 0.068 \cdot \frac{10^2}{78.75} = 0.086 \text{ (Ом)}$$

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{4 \cdot P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{4 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 1250 \text{ (А)}$$

Розрахунковий струм режиму, що обтяжує:

$$I_{\text{утяж}} = 1.05 \cdot \frac{4 \cdot P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1.05 \cdot \frac{4 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 1312 \text{ (А)}$$

Для заданих значень опору, струму та напругу зазделегідь вибираємо:

Реактор одинарный для внутренней установки РБГ 10 – 1600 – 0.25УЗ

№	Параметр	Одиниці виміру	Розраховані параметри	Номінальні параметри
1	Номінальна напруга	кВ	10	10
2	Довгостоково допустимий струм	А	1341	1600
3	Струм електродинамічної стійкості	кА	43,14	49
4	Термічна стійкість	кА ² •с	1275	2980
5	Залишкова напруга	%	67.075	≤65-75
6	Втрати напруги	%	3.44	≤5...6

Перевірку вибраного реактора робимо в табличній формі (таблиця 2.4), для $\tau = t_{c.b} + t_{zmin} = 0.08 + 0.05 = 5.08$ с.

Розрахуємо струм к.з. за лінійним реатором:

Потужність променя : $S_n = 839.25$ (МВА)

Номінальний струм променя: $I_{н.н.} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{839.25}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 46.147$ (кА)

$$\bar{X}_{лр*} = X_{ном.р} \cdot \frac{S_{\phi}}{U_{ном.р}^2} = 0.25 \cdot \frac{78.75}{10^2} = 0.197 \text{ (в.о.)}$$

$$X_{E1} = \bar{X}_{лр*} + X_E = 0.197 + 0.076 = 0.273 \text{ (в.о.)}.$$

$$X_{розрах.} = X_{E1} \cdot \frac{S_L}{S_{\phi}} = 0.273 \cdot \frac{839.25}{78.75} = 2.909 \text{ (в.о.)}$$

Виконуємо розрахунок струмів трифазного і двофазного КЗ за лінійним реактором.

1) Для трифазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0л} = 0.34$$

$$I'_{0.1л} = 0.33$$

$$I'_{\infty л} = 0.35$$

Струми в кА:

$$I_{pm0.0} = I'_{pt0.0} \cdot I_{нл} = 0.34 \cdot 1 \cdot 46.147 = 15.69 \text{ (кА)}$$

$$I_{pm0.1} = I'_{pt0.1} \cdot I_{нл} = 0.33 \cdot 1 \cdot 46.147 = 15.229 \text{ (кА)}$$

$$I_{pm\infty} = I'_{pt\infty} \cdot I_{нл} = 0.45 \cdot 1 \cdot 46.147 = 20.766 \text{ (кА)}$$

$$\text{Ударний струм: } i_{PTYD} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{pm0.0} = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 15.69 = 43.14 \text{ (кА)}$$

2) Для двофазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{рд0.0} = I'_{рд0.1} = I'_{рд\infty} = \frac{1}{x_{розр2}} = \frac{1}{5.818} = 0.172$$

Струми в кА:

$$I_{pm0.0} = I'_{рт0.0} \cdot I_{нл} = 0.172 \cdot \sqrt{3} \cdot 46.147 = 13.748 \text{ (кА)}$$

$$I_{pm0.1} = I'_{рт0.1} \cdot I_{нл} = 0.172 \cdot \sqrt{3} \cdot 46.147 = 13.748 \text{ (кА)}$$

$$I_{pm\infty} = I'_{рт\infty} \cdot I_{нл} = 0.172 \cdot \sqrt{3} \cdot 46.147 = 13.748 \text{ (кА)}$$

Результати занесемо до табл.2.4.

Таблиця 2.4. –Результати розрахунку струму КЗ за лінійним реактором

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{e1}	X _{e2}	X _{e0}	X _e ^()	Параметри променів			
								S _п	C _п	I _{нп}	X _{розр.}
1	K ₂	(3)	10.5	0.273	—	—	0.273	839.25	1	46.147	2.909
2	K ₂	(2)	10.5	0.273	0.273	—	0.546	839.25	1	46.147	5.818

Продовження табл.2.4.

№ п/п	m ⁰	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0}	I _{0.1}	I _∞	i _{уд}
1	1	0.34	0.33	0.45	15.69	15.229	20.766	43.14
2	√3	0.172	0.172	0.172	13.748	13.748	13.748	-

Враховуючи, що струми трифазного КЗ перевищують струми двофазного КЗ, перевірку реактора робимо по струмах трифазного КЗ.

Перевіряємо вибраний реактор:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 1312(\text{А}) \leq I_{ном} = 1600 (\text{А})$$

- за напругою установки:

$$U_{вст} = 10 (\text{кВ}) = U_{ном} = 10 (\text{кВ})$$

Перевіряємо реактор на динамічну стійкість струму к.з.:

$$i_y = 43.14 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.СКВ}} = 49 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на термічну стійкість реактор: $B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$,

де $B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a)$ - тепловий імпульс квадратичного початкового стуму к.з.

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} - \text{час вимкнення}$$

З номінальних параметрів:

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 19.3^2 \cdot 8 = 2980 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 15.69^2 \cdot (5.08 + 0.1) = 1275 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a) - \text{умова виконується}$$

Перевіряємо по залишковій напрузі:

$$U_{\text{зал}\%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{по}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = 0.25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 15.69}{10} \cdot 100\% = 67.075 \text{ (\%)}$$

$$U_{\text{зал}\%} = 67.075(\%) \geq 65(\%) \dots 75(\%) - \text{умова виконується}$$

Перевіряємо по втраті напруги в робочому режимі:

$$\Delta U_{\text{р}\%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{утяж}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin(\varphi) \cdot 100\% = 0.25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 1.312}{10} \cdot 0.6 \cdot 100\% = 3.409 \text{ (\%)}$$

$$\Delta U_{\text{р}\%} = 3.409(\%) \leq 5(\%) \dots 6(\%) - \text{умова виконується}$$

З таблиці видно, що реактор РБГ 10 – 1600 – 0.25УЗ проходять по всім умовам.

2.6 Вибір вимикача та роз'єднувача на лінії місцевого навантаження

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 312 \text{ (А)}$$

Розрахунковий струм режиму, що обтяжує:

$$I_{\text{утяж}} = 1.05 \cdot \frac{P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1.05 \cdot \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 335 \text{ (A)}$$

Для заданих значень струму та напругу зазделегідь вибираємо:

Елегазовий вимикач VF12.08.31

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга,	кВ	10	10
Номінальний струм,	А	335	630
Номінальний струм відключення	кА	15,69	31,5
Нормована наявність аперіодичної скл.	%	10	40
Струм електродинамічної стійкості	кА	43,14	80
Струм термічної стійкості	кА	24,8	31,5
Допустимий час дії струму термічної стійкості	с	-	3
Власний час відключення	с	-	0.06
Повний час відключення	с	-	0.08

Роз'єднувач РВ – 10/630 У3

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга	кВ	10	10
Номінальний струм	А	335	630
Граничний наскрізний струм (гол. ножі)	кА	15,69	52
Струм термічної стійкості (гол. ножі)	кА	-	71
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі)	с	-	4

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі (таблиця 3.3), для $\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{зmin}} = 0.08 + 5 = 5.08 \text{ с.}$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{утяж}} = 335 \text{ (A)} \leq I_{\text{ном}} = 630 \text{ (A)}$$

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)}$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 15.69 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 31.2 \text{ (кА)}$$

Перевіримо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{п0}} = 15.69 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}} = 31.2 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ат}} = 2.715 \text{ (кА)} \leq I_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 40 = 17.819 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 15.69 + 2.715 = 24.838 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 30.5 \cdot (1 + 0.4) = 62.367 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}} - \text{умова виконується}$$

$$i_{\text{у}} = 43.14 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової струму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{\text{ат}}}{i_{\text{т}}} \cdot 100\% = \frac{2.715}{24.838} \cdot 100\% = 10.9 \text{ (\%)} \leq \beta_{\text{ном}} = 40 \text{ (\%)}$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$,

де $B_{\text{к}} \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_{\text{а}})$ - тепловий імпульс квадратичного початкового струму к.з.

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} - \text{час вимкнення}$$

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31.2^2 \cdot 5 = 4961 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 15.69^2 \cdot (5.08 + 0.1) = 1275 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a) \text{ - умова виконується}$$

З таблиці видно, що вимикач VF12.08.31 та роз'єднувач РВ – 10/630 УЗ проходять по всім умовам.

2.7 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ГРП 10.5 кВ

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{норм} = \frac{P_r}{\sqrt{3} \cdot U_{уст} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.8} = 4330 \text{ (А)}$$

Розрахунковий струм режиму, що обтяжує:

$$I_{утяж} = 1.05 \cdot \frac{P_r}{\sqrt{3} \cdot U_{уст} \cdot \cos(\varphi)} = 1.05 \cdot \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.8} = 4547 \text{ (А)}$$

Для заданих значень струму та напругу зазделегідь вибираємо:

Вакуумний вимикач ВВГ-10-5000-63 У1

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга,	кВ	10	10
Номінальний струм,	А	4547	5000
Номінальний струм відключення	кА	58,683	80
Нормована наявність аперіодичної скл.	%	43,2	50
Струм електродинамічної стійкості	кА	160,831	161
Струм термічної стійкості	кА	59,465	63
Допустимий час дії струму термічної стійкості	с	-	3
Власний час відключення	с	-	0.05
Повний час відключення	с	-	0.08

Роз'єднувач РВРЗ - 1 – 10/6300УЗ

№ п/п	Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки
1	Номінальна напруга	кВ	10
2	Номінальний струм	А	4547
3	Граничний наскрізний струм (гол. ножі)	кА	160,831
4	Струм термічної стійкості (гол. ножі)	кА	-
5	Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі)	С	-
6	Граничний наскрізний струм (зезем. ножі)	кА	160,831
7	Струм термічної стійкості (зезем. ножі)	кА	-
8	Допустимий час дії струму термічної стійкості (зезем. ножі)	С	-

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі (таблиця 3.4), для $\tau = t_{c.v} + t_{3min} = 0.05 + 0.01 = 0.06$ с.

Умова установки:

- за напругою установки:

$$U_{вст} = 10 \text{ (кВ)}$$

-за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 1.1 \cdot I_{роб.} = 1.1 \cdot \frac{P'_r}{\cos(\varphi) \cdot U_{уст} \cdot \sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{54}{0.8 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 4287 \text{ (А)} \quad (2.33)$$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

-за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 4287 \text{ (А)} \leq I_{ном} = 5000 \text{ (А)}$$

- за напругою установки:

$$U_{вст} = 10 \text{ (кВ)} = U_{ном} = 10 \text{ (кВ)}$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{пт} = 59.072 \text{ (кА)} \leq I_{ном.вимк.} = 80 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{п0} = 59.072 \text{ (кА)} \leq I_{пр.скв}^{по} = 80 \text{ (кА)}$$

$$i_{ат} = 59.681 \text{ (кА)} \leq I_{а ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном.вимк.} = \sqrt{2} \cdot 0.5 \cdot 80 = 56.569 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{т} = \sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 59.072 + 59.681 = 142.973 \text{ (кА)}$$

$$i_{ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.вимк.} \cdot t_{т} = \sqrt{2} \cdot 80 \cdot (1 + 0.5) = 169.706 \text{ (кА)}$$

$$i_{т} \leq i_{ном} - \text{умова виконується}$$

$$i_y = 162.418 \text{ (кА)} \leq I_{пр.скв} = 163 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової струму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{ат}}{i_{т}} \cdot 100\% = \frac{59.681}{142.973} \cdot 100\% = 42.6 (\%) \leq \beta_{ном} = 50 (\%)$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $B_k \leq I_t^2 \cdot t_{т}$,

де $B_k \leq I_{п0}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a)$ - тепловий імпульс квадратичного початкового струму к.з.

$$t_{вимк} = t_{р.з.} + t_{с.в.} - \text{час вимкнення}$$

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$B_k = I_t^2 \cdot t_{т} = 63^2 \cdot 3 = 11910 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_{т} = 71^2 \cdot 4 = 20160 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (зазем. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_{т} = 71^2 \cdot 1 = 5041 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 59.072^2 \cdot (0.06 + 0.02) = 279.16 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a) \text{ - умова виконується}$$

З таблиці видно, що вимикач ВВГ-10-5000-63 У1 та роз'єднувач РВРЗ - 1 – 10/6300УЗ проходять по всім умовам.

2.8 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ВРП-110 кВ

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.ат}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2008 \text{ (А)}$$

Для заданих значень струму та напругу зазделегідь вибираємо:

Елегазовий вимикач LTB – 145

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга	кВ	110	110
Номінальний струм	А	2008	2500
Номінальний струм відключення	кА	17,517	40
Нормована наявність аперіодичної складової	%	31	52
Струм електродинамічної стійкості	кА	48,163	102
Струм термічної стійкості	кА	17,517	40
Допустимий час дії струму термічної стійкості	с	0,05	3
Власний час відключення	с	0,01	0.022
Повний час відключення	с	0,04	0.04

Роз'єднувач РНДЗ,1 – 110/3200У1

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга	кВ	110	110
Номінальний струм	А	2500	3200
Граничний наскрізний струм (гол. ножі)	кА	48,163	125
Струм термічної стійкості (гол. ножі)	кА	17,517	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі)	с	-	4

Граничний наскрізний струм (зезем. ножі)	кА	48,163	125
Струм термічної стійкості (зезем. ножі)	кА	17,517	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (зезем. ножі)	с	-	1

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі (таблиця 3.5), для $\tau = t_{c.v} + t_{3min} = 0.04 + 0.01 = 0.05$ с.

Умова установки:

- за напругою установки:

$$U_{вст} = 110 \text{ (кВ)}$$

-за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 1.1 \cdot I_{роб.} = 1.1 \cdot \frac{P'_r}{\cos(\varphi) \cdot U_{уст} \cdot \sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{90}{0.8 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 650 \text{ (А)}$$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

-за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 650 \text{ (А)} \leq I_{ном} = 2500 \text{ (А)}$$

- за напругою установки:

$$U_{вст} = 110 \text{ (кВ)} = U_{ном} = 110 \text{ (кВ)}$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{пт} = 14.977 \text{ (кА)} \leq I_{ном.вимк.} = 40 \text{ (кА)}$$

Перевіремо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{п0} = 14.977 \text{ (кА)} \leq I_{пр.скв}^{по} = 40 \text{ (кА)}$$

$$i_{ат} = 9.489 \text{ (кА)} \leq I_{a ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.вимк.} = \sqrt{2} \cdot 0.52 \cdot 40 = 29.416 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 14.977 + 9.489 = 30.607 \text{ (кА)}$$

$$i_{ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.вимк.} \cdot t_{\tau} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0.52) = 85.984 \text{ (кА)}$$

$$i_{\tau} \leq i_{ном} - \text{умова виконується}$$

$$i_y = 41.179 \text{ (кА)} \leq I_{пр.скв} = 102 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової струму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{ат}}{i_{\tau}} \cdot 100\% = \frac{9.489}{30.607} \cdot 100\% = 32.8 (\%) \leq \beta_{ном} = 52 (\%)$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $B_k \leq I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau}$,

де $B_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a)$ - тепловий імпульс квадратичного початкового струму к.з.

$$t_{вимк} = t_{р.з.} + t_{с.в.} - \text{час вимкнення}$$

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$B_k = I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$B_k = I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau} = 50^2 \cdot 4 = 10000 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (зазем. ножі):

$$B_k = I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau} = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 14.977^2 \cdot (0.05 + 0.04) = 20.188 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a) - \text{умова виконується}$$

З таблиці видно, що вимикач LTB – 145 та роз'єднувач РНДЗ,1 – 110/3200У1 проходять по всім умовам.

2.9 Перевірка за умовами корони

Номинальний струм гнучких шин:

$$I_{нл} = \frac{\sum S_T}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2 \cdot \cos \varphi} = \frac{2 \cdot 40 + 2 \cdot 125 + 400}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2 \cdot 0.8} = 2.291 (\text{кА})$$

Необхідний перетин гнучких шин:

$$q_{ном} = \frac{I_{нл} \cdot 10^3}{j_c} = \frac{2.291 \cdot 10^3}{1.4} = 1636 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Приймаємо два провoda АС-900/38.9, який має наступні параметри:

$q = 900 \text{ (мм}^2\text{)}$, $d = 38.9 \text{ (мм)}$, $I_{доп} = (1180 \text{ А})$, $m_{п} = 2789.5 \text{ (кг)}$. 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 шорсткість поверхні провoda, для багатопроволочних провідів $m = 0.82$;

r_0 – радіус провoda, см. $r_0 = 1.945 \text{ (см)}$.

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.945}}\right) = 30.173 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right)$$

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається за виразом:

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

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).

$D_{\text{серед}}$ – середньо-геометрична відстань між проводами фаз, см. При горизонтальному розташуванні дротів $D_{\text{серед}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = 1.26 D$.

$$D_{\text{серед}} = 1.26 \cdot 300 = 378 (\text{см}).$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 126}{1.945 \lg \frac{378}{2.12}} = 10.187 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right)$$

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:

$$1.07 \cdot 10.187 = 10.9 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right) < 0.9 \cdot 30.173 = 27.156 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right).$$

Таким чином, коронування не виникає.

2.10 Перевірка шин на схлестування (дотик) при КЗ

При великих значеннях струмів к.з. проводи в фазах внаслідок взаємодії можуть наблизитися так, що виникне схлестування 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 схлестування.

Визначимо зусилля від тривалого протікання струму двофазного к.з.

$$f = 0.15 \cdot \frac{I_{0,0}^{(2)2}}{a} \frac{H}{M},$$

де, $a = D$ – відстань між фазами.

Приймаємо $D=3$ м.

$I_{0,0}^{(2)}$ – періодична складова струму при двофазному КЗ на шинах 110 кВ для $t=0$.

$I_{0,0}^{(2)} = 12.97$ кА за розрахунком.

$$\text{Тоді } f = 0.15 \cdot \frac{12.97^2}{3} = 8.411 \frac{H}{M}.$$

Визначимо силу тяжіння 1м струмопроводу, кг.

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

$$\text{Для АС-900/38.9 } m = 2.7895 \frac{K\mathcal{E}}{M}.$$

$$g = 9.8 \cdot 2.7895 = 27.337 \frac{H}{M}.$$

Задаючись стрілою прогину h , визначаємо параметр $\frac{\sqrt{h}}{t_C}$,

де t_C – еквівалентний за імпульсом час дії швидкодіючого захисту.

$$t_{екв} = t_3 + 0.05,$$

де, t_3 – дійсна витримка часу захисту від струмів КЗ, 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 в залежності від $\frac{f}{g}$ і $\frac{\sqrt{h}}{t_c}$, визначаємо відхилення проводу b та кут α .

$$\frac{f}{g} = \frac{8.411}{27.337} = 0.308. \quad \text{Знаходимо} \quad \frac{b}{h} = 0.21$$

$$\text{Звідси } b = h \cdot 0.21 = 2 \cdot 0.21 = 0.42 \text{ м} \quad \alpha = 10^\circ.$$

Знайдене значення порівнюємо з максимально-допустимим.

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

де, d – діаметр проводу, $d = 0.0389$ м ;

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

$a_{дон} = 0.45$ м при 110 кВ згідно з ПУЕ.

$$b_{дон} = \frac{3 - 0.0389 - 0.45}{2} = 1.256 \text{ м}.$$

$$b_{дон} = 1.256 \text{ м} > b = 0.42 \text{ м}.$$

Схлестування (дотик) не відбувається.

2.11 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ВРП-330 кВ

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1050 \text{ (A)}$$

Для заданих значень струму та напругу зазделегідь вибираємо:

Елегазовий вимикач HPL – 420B1

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга	кВ	330	330
Номінальний струм	А	1050	4000
Номінальний струм відключення	кА	33,5	63
Нормована наявність аперіодичної складової	%	31	51
Струм електродинамічної стійкості	кА	92,108	158
Струм термічної стійкості	кА	33,5	63
Допустимий час дії струму термічної стійкості	с	0,05	3

Роз'єднувач РНДЗ,1 – 330У/3200У1

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга	кВ	330	330
Номінальний струм	А	1050	3200
Струм термічної стійкості (гол. ножі)	кА	33,5	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі)	с	-	3
Граничний наскрізний струм (зезем. ножі)	кА	92,108	125
Струм термічної стійкості (зезем. ножі)	кА	33,5	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (зезем. ножі)	с	-	1

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі (таблиця 3.6), для $\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{зmin}} = 0.04 + 0.01 = 0.05 \text{ с.}$

Умова установки:

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 330 \text{ (кВ)}$$

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 1.1 \cdot I_{\text{роб.}} = 1.1 \cdot \frac{P'_r}{\cos(\varphi) \cdot U_{\text{уст}} \cdot \sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{270}{0.85 \cdot 330 \cdot \sqrt{3}} = 917 \text{ (А)}$$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 1050 \text{ (А)} \leq I_{\text{ном}} = 4000 \text{ (А)}$$

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 330 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 330 \text{ (кВ)}$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 30.5 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 63 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{п0}} = 30.5 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}} = 63 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ат}} = 19.957 \text{ (кА)} \leq I_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.51 \cdot 63 = 45.439$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 30.5 + 19.957 = 64.372 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot (1 + 0.51) = 134.534 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}} - \text{умова виконується}$$

$$i_{\text{у}} = 86.609 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 158 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової стуму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{a\tau}}{i_{\tau}} \cdot 100\% = \frac{19.957}{64.372} \cdot 100\% = 31 (\%) \leq \beta_{\text{ном}} = 51 (\%)$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $B_k \leq I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau}$,

де $B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a)$ - тепловий імпульс квадратичного початкового стуму к.з.

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} - \text{час вимкнення}$$

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$B_k = I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau} = 63^2 \cdot 3 = 11910 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$B_k = I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau} = 50^2 \cdot 3 = 7500 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (зазем. ножі):

$$B_k = I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau} = 50^2 \cdot 1 = 2500 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

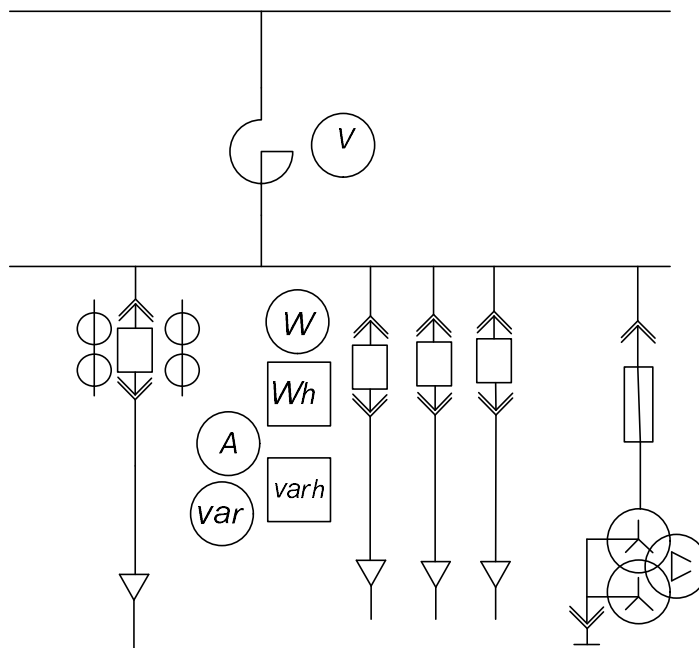
Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 30.5^2 \cdot (0.05 + 0.04) = 89.302 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a) - \text{умова виконується}$$

З таблиці видно, що вимикач HPL – 420B1 та роз'єднувач РНД3,1 – 330У/3200У1 проходять по всім умовам.

2.12 Вибір вимірювального трансформатора струму



Таблиця 2.4 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

№ п/п	Прилад	Потужність, яка споживається послідов. обмоткою тр-ра I(S), ВА	Навантаження		
			Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Амперметр Е-335	0,5	0,5	—	—
2	Лічильник акт.енергії САЗУ- І681	2,5	2,5	—	2,5
3	Лічильник реакт.енергії СР4У-І676	2,5	2,5	—	2,5
4	Ватметр Д-335	0,5	0,5	—	0,5
5	Варметр Д-335	0,5	0,5	—	0,5
	$\sum S$	6,5	6,5	0	6

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

$I_{IIн} = 5 \text{ А}$ – 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 з параметрами:

Таблиця 2.5– Номінальні параметри трансформатору струму ТПЛ-10

U_n , кВ	I_{In} , А	$I_{II н}$, 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:

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

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

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.

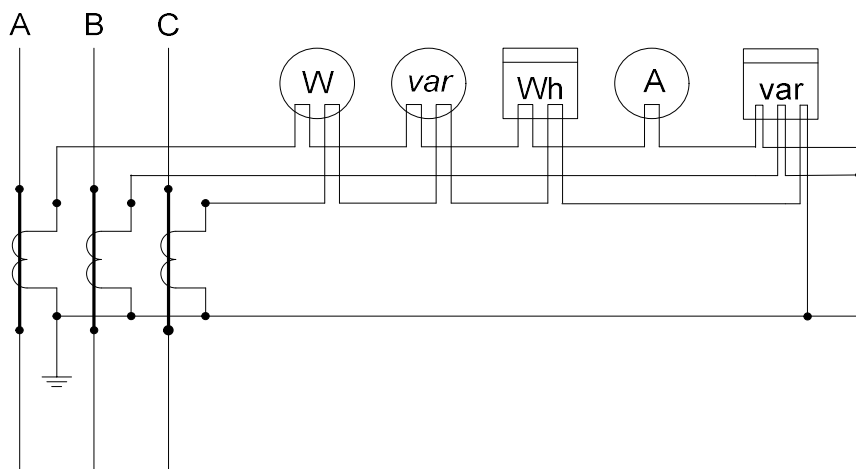
В якості з'єднувальних приладів приймаємо багатожильні контрольні кабелі КРВГ з перерізом 4 мм².

Вибір трансформатору струму виконаємо в табличній формі.

Таблиця 2.6– Порівняльна таблиця для трансформатору струму ТПЛ-10

№	Назва параметру	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Трансформатор струму типу ТПЛ-10			
1	Напруга, U	кВ	10	10
2	Струм, I	А	600	319
3	Струм електродинам. стійк., $I_{уд.}$	кА	81	43.14
4	Тепловий імпульс струму к.з., B	$(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	3072	1275
5	Навантаження, г	Ом	0.4	0.26

Схема підключення вимірювальних приладів по струму:



2.13 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Таблиця 23.7 – Вторинне навантаження трансформаторів напруги

№ п/п	Назва приладу	Кількість	Кількість обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Навантаження одного приладу		Навантаження всіх приладів	
						P Вт	Q ВА	ΣP Вт	ΣQ ВА
1	Вольтметр Е-335	1	1	1	0	2	0	2	0
2	Ватметр Д-335	4	2	1	0	1.5	0	12	0
3	Варметр Д-335	4	2	1	0	1.5	0	12	0
4	Лічильник реакт. енергії СР4У-І676	4	2	0.38	0.925	2.67	2	21.36	16
5	Лічильник акт. енергії СА3У-І676	4	2	0.38	0.925	2.67	2	21.36	16
	Всього							68.72	32

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2} = \sqrt{68.72^2 + 32^2} = 75.85 \text{ ВА}.$$

Вибираємо трансформатор напруги НТМИ-10-66 УЗ

$$S_{\Sigma} = 75.85 \text{ ВА} < S_n = 120 \text{ ВА}.$$

Таблиця 2.8– Порівняльна таблиця для трансформатору типу НТМИ-10-66 УЗ

№	Назва параметру	Одиниці вимірюв.	Номінальні Параметри	Розраховані параметри
	Трансформатор напруги типу НТМИ-10-66 УЗ			
1	Напруга, U	кВ	10	10
2	Потужність	ВА	120	75.85

Схема з'єднань обмоток трансформатора напруги НТМИ:

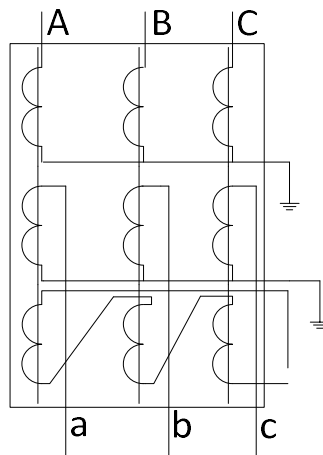
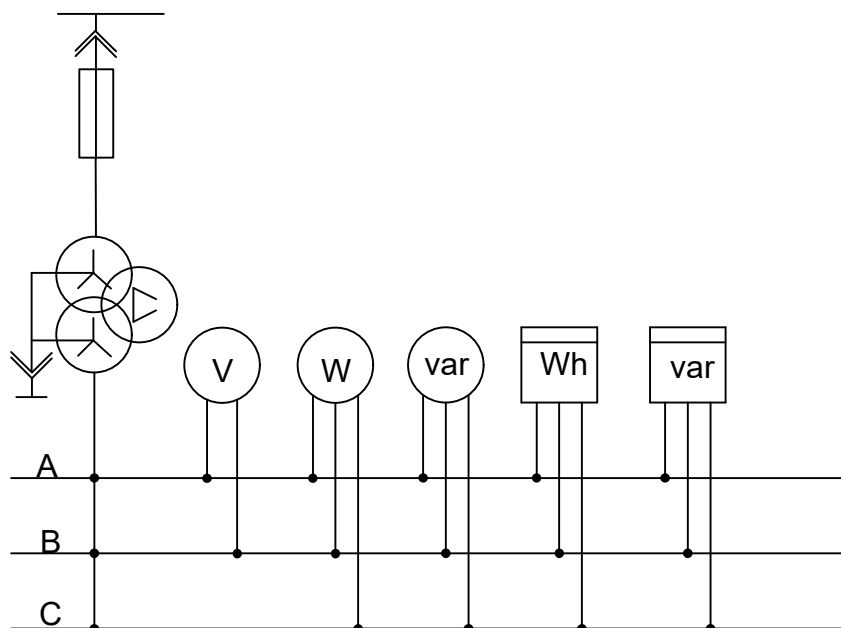


Схема підключення вимірювальних приладів по напрузі:



ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

Розраховано струми КЗ та проведено вибір та перевірку комутаційної апаратури та лінійного реактора. На ВРП 330 кВ був обраний елегазовий вимикач *HPL – 420B1* і роз'єднувач *РНДЗ,1 – 330У/3200У1*, на ВРП 110 кВ був обраний елегазовий вимикач *LTV – 145* і роз'єднувач *Роз'єднувач РНДЗ,1 – 110/3200У1*. На ГРП 10.5 кВ колі генераторів 60 МВт (Г1, Г2) був обраний маломасляний генераторний вимикач *ВВГ-10-5000-63 У13* і роз'єднувач *Роз'єднувач РВРЗ - 1 – 10/6300У3*. В колі блочного генератора 100 МВт (Г3) був обраний елегазовий вимикач *LTV – 145* і роз'єднувач *РНДЗ,1 – 110/3200У1*. В колі блочного генератора 300 МВт (Г5) був обраний елегазовий вимикач *HPL – 420B1* і роз'єднувач *РНДЗ,1 – 330У/3200У1*. Обране обладнання проходить по всім умовам.

Розділ 3.

**Моделювання режимів роботи циркуляційного
насосу системи власних потреб
теплоелектроцентралі потужністю 620МВт при
зміні напруги в енергосистемі**

3.1 Робочі характеристики циркуляційних насосів та особливості їх роботи

Циркуляційні насоси перекачують воду в оборотному циклі ТЕЦ, відводячи нагріту воду від устаткування і подаючи її на градирні. В якості циркуляційних насосів можуть бути застосовані насоси типу Д або вертикальні осьові насоси. Ключовою особливістю вертикальних осьових насосів є можливість оснащення механізмом гідравлічної регулювання лопатей, який дозволяє плавно змінювати кут крильчатки по час роботи і оперативно реагувати на зміни витрати води і напору без застосування частотного регулювання.

Принцип роботи циркуляційного насоса заснований на використанні відцентрової сили. Робоче колесо з радіально вигнутими лопатями закріплено на валу електродвигуна. Вода з всмоктуючого патрубку потрапляє в центр обертового робочого колеса і під дією сил інерції (відцентрової сили) відкидається вздовж лопаток до його периферії. На виході з робочого колеса вода надходить в спіральний канал в формі конфузора, в якому кінетична енергія передана воді від робочого колеса перетворюється в потенційну енергію, підвищуючи її статичний тиск.

Відцентрові насоси мають жорстку залежність робочих параметрів від частоти обертання і діаметра робочого колеса:

- Зміна продуктивності насоса - пропорційно зміні частоти обертання робочого колеса.
- Зміна напору насоса - пропорційно квадрату зміни частоти обертання робочого колеса.
- Потужність на валу насоса - пропорційна кубу зміни частоти обертання робочого колеса.

- Продуктивність і натиск створюваний насосом, змінюються пропорційно квадрату зміни діаметра робочого колеса.

Напір - Н - це різниця тисків між вхідним і вихідним патрубками насоса. Напір циркуляційного насоса завжди дорівнює сумі втрат напору на всіх елементах циркуляційного кільця. На натиск насоса не впливає висота приєднаної системи - він повинен покривати тільки гідравлічні втрати в циркуляційному кільці.

Q - це об'єм води, що подається насосом за одиницю часу. Фактичну подачу циркуляційного насоса визначають накладенням на напірно-видаткову характеристику, гідравлічної характеристики циркуляційного кільця.

Напірно-видаткова характеристика насоса - це графічне відображення залежності подачі насоса від напору в координатах [м² / Год] / [м.вод.ст].

Технічні характеристики циркуляційного насоса показані на рис. 3.1

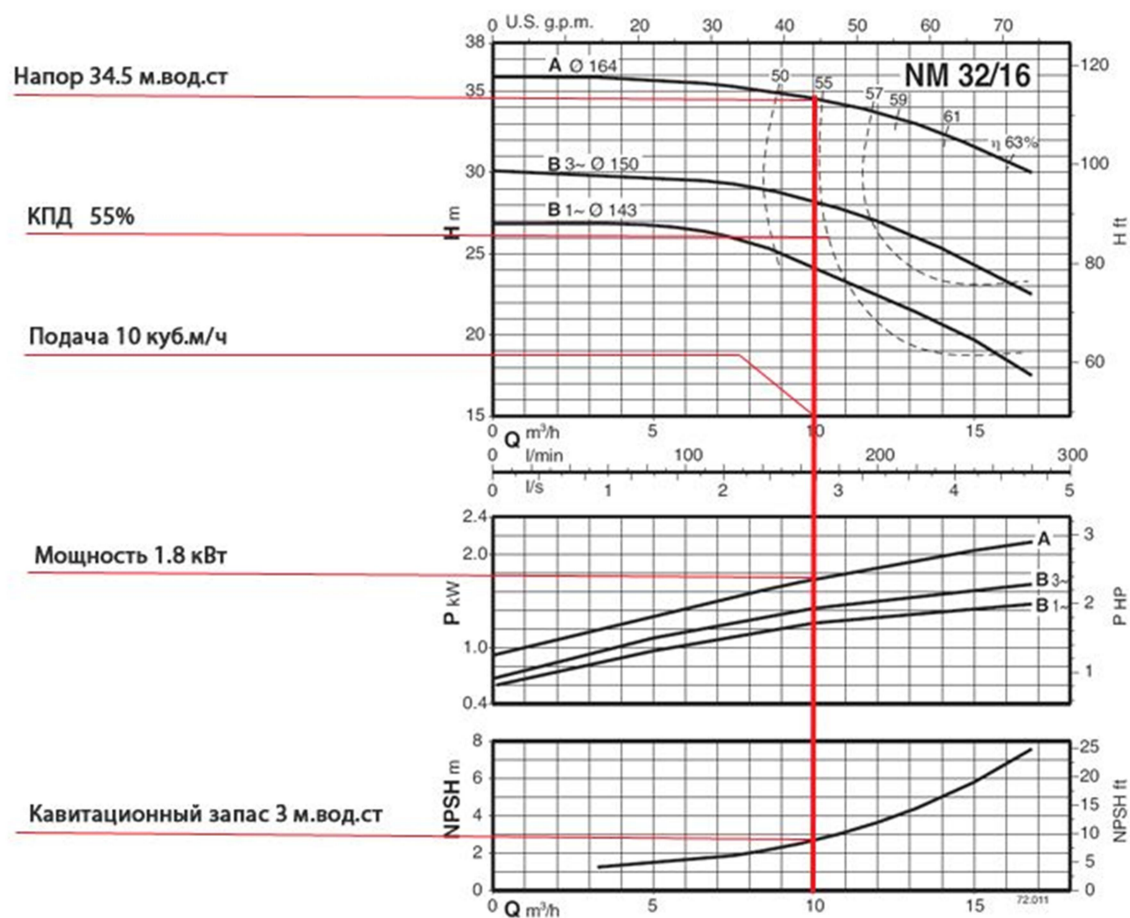


Рис. 3.1

Технічні характеристики циркуляційного насосу

Гідравлічна характеристика циркуляційного кільця - це графічне зображення залежності втрат напору в циркуляційному кільці від витрати протікає через нього, в координатах $[м^2 / Год]$ / $[м.вод.ст]$. Так як зміна втрат напору в циркуляційному кільці пропорційно квадрату зміни витрати - гідравлічна характеристика циркуляційного кільця завжди зображується у вигляді параболи.

Робоча точка циркуляційного насоса - точка в місці перетину напірно-видаткової характеристики насоса і гідравлічної характеристики циркуляційного кільця.

Робоча точка відображає фактичну подачу і напір насоса в циркуляційному кільці.

Кавітаційний запас насоса - NPSH - $[м.вод.ст]$ - мінімальний абсолютний тиск у всмоктуючому патрубку насоса, при якому гарантована робота без кавітації.

Значення NPSH визначається індивідуально для кожної марки насоса на основі випробувань дослідного зразка і приводиться в каталогах у вигляді графіків.

Значення NPSH тим вище, чим вище температура води, що перекачується.

Корисна потужність - $N_u [Вт]$ - відповідає енергії, що передається рідини в одиницю часу.

$$N_u = p \cdot g \cdot Q \cdot H$$

Потужність на валу - $N_w [Вт]$ - механічна потужність передається на вал насоса.

Механічна потужність більше корисної на величину гідравлічних втрат і втрат на тертя в робочому колесі.

$$N_w = N_u / \eta$$

ККД - $\eta [\%]$ - коефіцієнт корисної дії циркуляційного насоса, який характеризує ступінь його досконалості, визначається як відношення корисної потужності до потужності на валу.

Характеристика циркуляційного насосу P від S показані на рис. 3.2

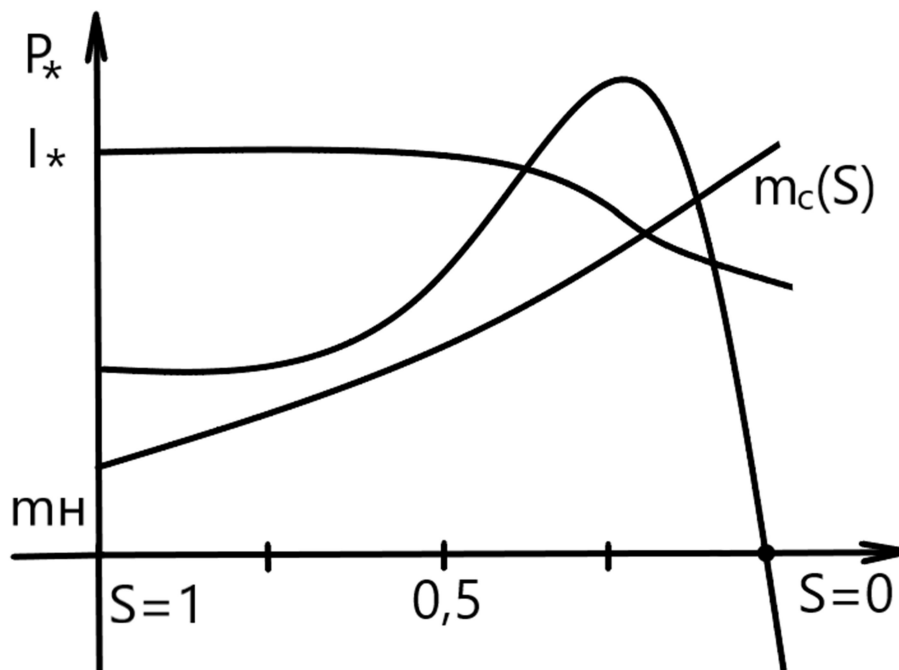


Рис. 3.2 – Характеристика циркуляційного насосу P від S

3.2. Аналіз статистики пошкоджуваності електродвигунів циркуляційного насосу

Неперервність технологічних процесів промислових об'єктів потребує надійної роботи всіх робочих механізмів які використовуються. Для приводу більшості робочих механізмів використовують трифазні АД з короткозамкненим ротором, так як виготовлення короткозамкнених роторів значно простіше і дешевше ніж фазних, а відсутність контактних кілець, ковзаючих контактів і пускового реостата зменшує габарити машини, підвищує її надійність і спрощує експлуатацію.

Високовольтні двигуни електростанцій працюють в тяжких умовах. На них діють високі температури, комутаційні перенапруги і т.д., що є причиною пошкоджуваності двигунів. Часто пошкодження електродвигунів виникає через недопустиму тривалість роботи без ремонту (знос), через погане зберігання та обслуговування, через порушення режиму роботи, на який вони розраховані.

Частота відмовсуттєво залежить від тривалості експлуатації двигуна. Початковий період експлуатації характеризується виникненням пошкоджень двигунів, зв'язаних з виробничими скритими дефектами. Зазвичай по закінченню терміну нормальної експлуатації, який складає 15-20 років, настає поступове почастищення відмов. Почастищення пояснюється зносом і старінням ізоляційних матеріалів і елементів конструкцій.

На рисунку 3.3 приведені відомості про пошкодження електродвигунів власних потреб 6кВ на трьох електростанціях ОАО «Донбасенерго». За результатами проведено аналіз та встановлено наступне. В першій групі із 145 двигунів за рік пошкодилось 33 двигуни (22,7%) , в другій – із 202 за рік пошкодилось 22 (10,9%).

Розподіл пошкоджень по основних вузлах АД і синхронних двигунів 6кВ власних потреб трьох за 1 рік приведено на рисунку 3.3.

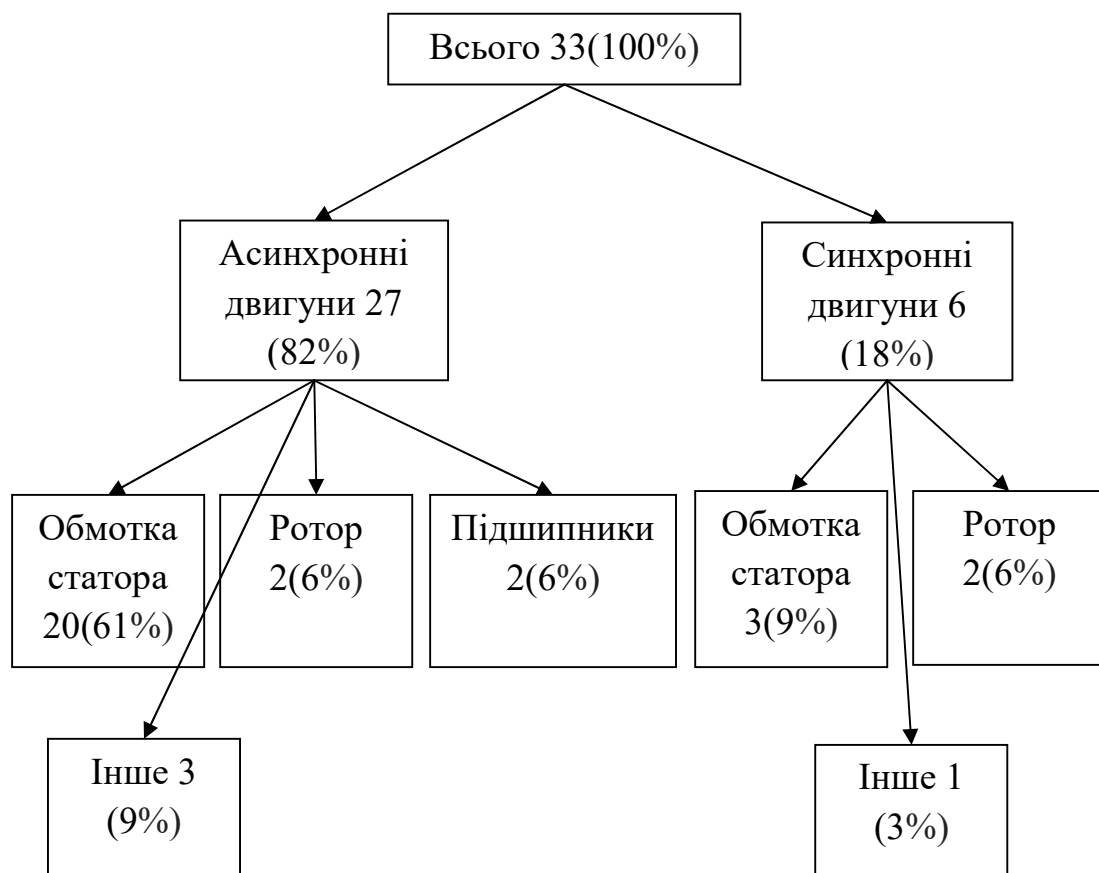


Рис.3.3 Розподіл пошкоджень по основних вузлах АД

З даних наведених в таблиці 3.5 слідує що найбільш часто виникають механічні пошкодження ротора електродвигуна (43,5%), а серед цих пошкоджень найбільш розповсюдженими є пошкодження стержнів клітки (14,5%).

Проблема своєчасного виявлення обриву стрижнів короткозамкненого ротора актуальна, оскільки обрив стрижнів в початковій стадії незначно впливає на експлуатаційні показники електродвигуна і може бути виявлений не одразу.

Але обрив одного стрижня викликає пошкодження інших стрижнів, а в кінцевому підсумку може привести до повного пошкодження двигуна, коли обірваний стержень, відгинаючись в сторону повітряного зазору, пошкоджує статорну обмотку. За приведеними даними середня пошкоджуваність АД за останні 3 роки на одній з ТЕС склала 19,8% при загальній кількості двигунів 140, а обрив стрижнів ротора серед них 23,7%, тобто кожне четверте пошкодження. В якості основних причин виділяються часті та важкі пуски АД, несинусоїдальність живлячої напруги, технологічні дефекти та ін.

Як видно з таб.3.1, одним із найбільш розповсюджених видів пошкодження електродвигунів є пошкодження електричної частини статора. На долю виткових замикань АД однієї серії з виспними обмотками приходить 93% пошкоджень обмотки, тоді як пошкодження міжфазної (5 %) і пазової (2%) ізоляції зазвичай виникає внаслідок виткових замикань.

Таблиця 3.1 Пошкоджуваність електродвигунів власних потреб електростанції

Вид пошкодження	%
Механічні пошкодження	
Пошкодження статора	6,5
в тому числі пошкодження:	
сердечника	1,6
пазових клинів	4,9
Пошкодження ротора	43,5
в тому числі пошкодження:	

стрижнів клітки	14,5
підшипників	8,1
вентиляторів	3,2
удари ротора по статору	14,5
ВСЬОГО	50
Електричні пошкодження	
Пошкодження статора	33,9
в тому числі пошкодження:	
пазових частин обмотки	16,2
лобових частин обмотки	11,3
з'єднання обмотки	3,2
виводи	3,2
Пошкодження ротора	11,3
в тому числі пошкодження:	
обмотки	8,1
контактних кілець	3,2
ВСЬОГО	45,2

Однак із найбільш гострих проблем експлуатації АД пов'язана з виникненням нерівномірності повітряного зазору. Вказане явище обумовлюється абразивним зносом підшипників, деформацією торцевих щитів машини, зміщенням фундаментальних виносних підшипників. Оскільки повітряний зазор в АД вельми малий, то вказані причини викликають високу ступінь ексцентриситету ротора, що приводить до вібрації і пришвидшує знос підшипників. Відповідно до таблиці 2.1 крайній випадок порушення ексцентриситету (удари ротора по статору) складають 14,5 % від всіх пошкоджень електродвигунів власних потреб.

Причиною або наслідком ексцентриситету ротора АД є пошкодження підшипників 8,1%. Якщо дефект в підшипнику остається незаміченим, то підшипник під дією посиленої вібрації як правило руйнується. В наслідок чого

осьова симетрія машини, ротор деформує активну сталь і ізоляцію обмоток статора, що неминуче приводить до аварії.

Проведений аналіз різних видів пошкоджень показав, що практично будь яку пошкодження електродвигуна приводить до появи магнітної і електричної несиметрії. Так обрив стрижня обмотки короткозамкненого ротора приводить до підвищених вібрацій, зменшенню частоти обертання під навантаженням, пульсацією струму статора послідовно у всіх фазах. Порушення контактів, паяних або зварних з'єднань в АД еквівалентно по своєму прояву обриву витків, стрижнів обмотки КРЗ або фази обмотки в залежності від місця знаходження даного з'єднання. Обрив провідників обмотки статора АД визиває несиметрію струмів і швидкий нагрів однієї з фаз. Виплавка бабіту в підшипниках ковзання і надмірний знос підшипників кочення приводять до порушення співвісності валів двигуна і механізму, до появи ексцентриситету ротора. Підвищується вібрація двигуна, з'являються великі сили одностороннього тяжіння. Виткові замикання є несиметричними пошкодженнями, які приводять до спотворення діаграм струмів і напруги нормального режиму і супроводжується зниженням моменту двигуна.

В несиметричному режимі струми статора електродвигуна можна розкласти на симетричні складові прямої і оберненої послідовності. Поле оберненої послідовності, створене струмами оберненої послідовності і обертається в сторону протилежну напрямку обертання ротора, цим самим надає тепловий і механічний вплив на двигун. Тепловий вплив зумовлена додатковими втратами в роторі, які особливо сильно проявляються при номінальній частоті обертання ротора. Механічний вплив зумовлено появою знакозмінного електромагнітного моменту і проявляється в вигляді посиленої вібрації елементів статора і ротора.

Таким чином, проведений аналіз дозволяє виявити деякі найбільш часті пошкодження АД з КЗР, до яких відносять виткові замикання, обрив статора і стрижнів обмотки КЗР, дефекти механічної частини (пошкодження підшипників і ексцентриситетів). Виникнення цих пошкоджень приводить до несиметрії параметрів робочого режиму електродвигуна.

Надійність електричних станцій в більшій мірі залежить від безпечної роботи електричних двигунів власних потреб. Надійність електричних двигунів визначається надійністю їх обмоток, яка в свою чергу, залежить від стану ізоляції. Остання в процесі експлуатації електричних машин, а також під час їх зберігання і транспортування вона піддається різноманітним зовнішнім впливам, які з часом приводять до погіршення її властивостей.

Пошкодження ізоляції обмотки статора є основною причиною виходу із строю електродвигунів. Аналіз причин виходу зі строю більше 4000 двигунів електростанцій дозволяє встановити, що 80 % всіх пошкоджень викликаються пошкодженням виткової, корпусної і міжфазної ізоляції. В більшості випадків (85-90%) відмова асинхронних двигунів потужністю більше 5кВт відбувається через пошкодження обмоток і розподіляються наступним чином: міжвиткові замикання – 93%, пробій міжфазної ізоляції – 5%, пробій пазової ізоляції – 2%.

Значна частина пошкоджень викликана зниженням електричної міцності ізоляції внаслідок низької якості виготовлення і поганого обслуговування, яке приводить до пришвидшеного старіння і виходу зі строю ізоляції.

Відомий спосіб визначення стану ізоляції методами тестової діагностики, наприклад, методу опору, однак даний метод передбачує виведення із експлуатації на час випробувань, що не завжди допустимо. Таким чином, стає важливим, врахування природного зносу ізоляції в процесі експлуатації електричних машин, що можливо тільки з використанням засобів моніторингу і діагностики.

Для раціональної, безпечної і ефективної експлуатації енергоустаткування і переходу до планування його ремонту по фактичному стану необхідно існуючі системи діагностики доповнити рядом спеціальних методів і технологій, які дозволяють вести статистику стану конкретного устаткування, маючи на увазі кінцеву мету: визначення фактичного зносу, оцінку залишкового ресурсу для складання прогнозу і вироблення стратегії експлуатації і ремонтів для продовження терміну служби, або повної його заміни.

До чинників які впливають на знос електродвигунів, відносяться як кліматичні: температура та тиск навколишнього середовища, вологість, так і інші фактори експлуатаційного характеру: агресивне середовище, вібрація, високі механічні і електричні навантаження, показники якості електроенергії, кваліфікація обслуговуючого персоналу.

Основною характеристикою ізоляції, яка визначає надійність роботи електричних машин, є її електрична міцність. Однак, цю важливу властивість ізоляція може зберігати тільки при наявності інших якостей. Так, ізоляція повинна зберігати високу теплопровідність. Ізоляції повинна мати достатню механічну та еластичну міцність, яка виключає можливість створення залишкової деформації, тріщин, розшарування її під дією механічних зусиль. Ізоляція повинна зберігати стабільний хімічний склад, тому що його зміна приводить до зниження її електричної міцності.

Руйнування ізоляції відбувається в результаті нагріву, механічних зусиль (тиску, ударів, вібрації), впливу вологи і агресивних середовищ. Поступове руйнування ізоляції в експлуатаційних умовах або під час профілактичних випробувань зазвичай завершуються пробоем – результат значного зниження електричної міцності ізоляції.

Серед різноманітних процесів, які визначають строк служби ізоляції електричних машин, одним із основних є теплове старіння. Це явище краще за інші піддається кількісному обліку, через це воно відносно детально досліджено. Для електричних машин суттєве значення має старіння ізоляції під дією електричного поля. В процесі експлуатації ізоляції електричних машин довгий час знаходиться під робочою напругою і періодично піддається дії підвищеної напруги – при профілактичних випробуваннях та різноманітних хвильових явищ, джерело яких може знаходитись як зовні так і всередині машини.

Данні експлуатації та експериментальних даних показують, що значний вплив електричного поля на термін служби ізоляції починає виявлятися в машинах з номінальною напругою не менше 6кВ. В машинах на більш низьких напругах явище теплового старіння практично не спостерігається.

Ізоляція пазової частини обмотки може піддаватись стисненню під дією електродинамічних сил, а при наявності зазорів в пазу вона також схильна до ударів и стиранню по стінці паза. Якщо ж свобода переміщення в пазу відсутня, то в ізоляції, крім розтягнення і стиснення, можливо також поява деформації здвигу. При вигині лобових частин обмотки найбільші напруги виникають в місцях виходу стрижнів або катушок із пазів, де ізоляція стискується і розтягається.

Механічні характеристики ізоляції в значній мірі залежать від температури. По мірі нагріву границя міцності ізоляції швидко знижується. Особливо це відноситься до ізоляційних конструкцій на термопластичних компаундах.

Більш суттєвий вплив на процес руйнування ізоляції електричних машин здійснюють циклічні знакозмінні навантаження, які виникають під дією вібрації різного походження. В нормальному робочому режимі вібрація зазвичай незначна по амплітуді, але число циклів за час служби може досягати порядку 10^{10} при амплітуді десятків і сотень мікрон.

Дія вібрації на ізоляцію виражається, головним чином, в утворенні малих тріщин і т.д. При цьому нова ізоляція, міцна та еластична, мало підвержена вібраційному старінню, особливо при підвищених температурах, коли проточний компаунд володіє високою еластичністю. По мірі старіння руйнування ізоляції під дією вібраційних навантажень прогресує. Цьому сприяє поступове ослаблення кріплення обмоток як в пазах, так і в лобових частинах.

Важливим фактором старіння ізоляції є дії вологи і хімічно активних середовищ. Волога проникає в ізоляції машини головним чином в ті періоди, коли вона знаходиться в неробочому стані. Особливо інтенсивно цей процес проходить під час охолодження машини після роботи, так як в цей період тиск в порах і капілярах ізоляції нижче атмосферного.

Волога знижує опір ізоляції і її електричну міцність, створюючи цим самим передумови для появи струмів витоку часткових розрядів і інших явищ, які збільшують ймовірність пробоя.

Вельми шкідливий вплив на ізоляцію здійснюють хімічно активні речовини: луги, кислоти та ангідриди, які знаходяться в навколишньому середовищі, а також в продуктах, які з'являються при короні. Ізоляцію руйнують масла і пари розчинників. При сильному забрудненні поверхні ізоляції високовольтних машин можливо виникнення поверхневих розрядів.

Іншим слабким місцем електричної машини є підшипниковий вузол. Для більшості електричних машин підшипники являються другим по значенню (після обмотки) джерелом відмов. В машинах малої потужності і високошвидкісних машинах відмова через знос підшипників і пошкодження підшипникових вузлів часто стають основними.

Ненормальна робота підшипників виявляється по через мірній підвищеній температурі, шуму, витоку мастила, збільшення моменту старту. Це може бути викликано різними причинами серед яких значне місце займає старіюче руйнування. Більше 80% підшипників кочення виходять із строю через руйнування старіючого характеру.

В підшипниках електричних машин загальнопромислового призначення основною частиною відмов є абразивний знос. Проникнення в підшипник бруду, малих твердих частин, продуктів зносу щіток, а також продуктів корозії приводять до поступового стирання робочих поверхонь і сепараторів. Попадання в підшипник різних частин можливо вже при монтажі через недбале зберігання підшипника, поганой його промивки, заправки брудним мастилом. В подільшому проникнення абразивних часток відбувається як в результаті неправильного вибору виконання машини по умовам навколишнього середовища, поганой роботи ущільнювачів або їх невдалой конструкції. Знос підшипників значно прискорюється при неправильному їх виборі для даних навантажень і швидкості обертання, при неправильній експлуатації і наявності конструкційних дефектів підшипникових вузлів.

В експлуатаційних умовах асинхронні двигуни періодично піддаються перевантаженням, причини яких дуже численні. Перевантаження можуть бути викликані, наприклад, несправністю повідного механізму або форсуванням його

режиму роботи, відхиленням від норми частоти або напруги, загустінням мастила, підвищенням температури навколишнього середовища, а також численними іншими причинами. Перевантаження супроводжуються підвищенням температури обмотки. Старіння ізоляції швидко прискорюється з підвищенням температури. Через це періодично, навіть короточасні, перевантаження можуть призвести до значного зниження терміну експлуатації.

Дослідження відмов асинхронних двигунів показує, що в деяких випадках жорсткість окремих елементів машини є недостатньою. Зокрема, підвищений прогин валу може бути причиною нерівномірності повітряного зазору, через мірного нагріву і прискорення старіння підшипників. Пошкодження підшипників відбувається внаслідок послаблення посадок, забруднення і витікання мастила, попадання в підшипник рідини і твердих частин. Недостатня жорсткість підшипникових щитів сприяє розвитку цих явищ.

Значна кількість відмов двигунів в промисловості викликано тим що, проектувальники устаткування і приміщень, в яких воно експлуатується, часто не враховує властивості двигунів, вибираються для їх установки важкодоступні місця. Внаслідок цього затрудняється обслуговування двигунів, порушується їх вентиляція, що призводить до підвищеного нагріву і передчасному виходу зі строю обмотки статора.

Особливо слід відмітити вплив якості електроенергії на експлуатаційну надійність асинхронних машин. Через аварії на живлячих підстанціях, КЗ в розподільчих мережах, комутаційних і грозових збурень, нерівномірності розподілення навантаження по фазам фактичні значення параметрів якості виходять за допустимі границі, що приводить до аварійних режимів роботи АД.

3.3. Моделювання АД циркуляційного насосу для визначення імовірності відмови на інтервалі часу спостереження

Для визначення імовірності відмови АД на інтервалі часу спостереження, необхідно мати функцію розподілу імовірності відмови $F(t)$ побудованій на основі

статистики відмови генеральної сукупності подій електродвигунів певного типу і потужності.

Дана функція повинна бути скоригована в частині врахування технічного стану, який визначається величиною спрацьованого ресурсу.

Нижче розглядається два варіанти визначення $F(\Delta t)$ асинхронного двигуна.

Якщо функція $F(t)$ задана аналітично з урахуванням режиму експлуатації конкретного АД (змінення температури статорної обмотки, частоти пусків, віброшвидкості), то імовірність відмови АД на інтервалі часу може бути визначена:

$$F(\Delta t) = 1 - P(t_2)/P(t_1)$$

де $\Delta t = t_1 - t_2$ – інтервал спостереження.

Якщо ж можна визначити загальний спрацьований ресурс АД $S_{АД}$, то врахування впливу $S_{АД}$ на імовірність відмови можливо виконання на основі використання формули Байєса. Загальний спрацьований ресурс визначається на основі розгляненого застосування нечіткого підходу для визначення $F(t)$.

Імовірність безвідмовної роботи асинхронних двигунів на основі обробки генеральної сукупності даних по відмовам електродвигунів різних типів, потужностей і класів напруги у відповідності з [6] визначається

$$P_p(t) = P_1(t) \cdot P_2(t) \cdot P_3(t)$$

де $P_1(t)$ - імовірність відмов, викликаних виробничими дефектами, старінням ізоляції всипних обмоток електродвигунів при рівні експлуатаційних впливів, що відповідають номінальним умовам експлуатації; $P_2(t)$ - імовірність відмов, викликаних виробничими дефектами, зносом і старінням механічних частин двигунів при рівні експлуатаційних впливів, що відповідають номінальним умовам експлуатації; $P_3(t)$ - імовірність відмов, викликаних швидким тепловим руйнуванням ізоляції обмоток статора та інших елементів конструкції двигуна в результаті аварійної ситуації;

$$P_1(t)=0.975 \cdot e^{-1.4 \cdot 10^{-6} \cdot t} + 0.025 \cdot e^{-5 \cdot 10^{-4} \cdot t}, P_2(t)=0.88 \cdot e^{-2.2 \cdot 10^{-6} \cdot t} + 0.12 \cdot e^{-0.83 \cdot 10^{-4} \cdot t}, P_3(t)=e^{-0.64 \cdot 10^{-5} \cdot t}$$

(2.3) На Рис. 3.4 наведено графіки змінення окремих складових і повної функції імовірності відмови двигунів на інтервалі часу напрацювання $t_p \leq 40000$ ч .

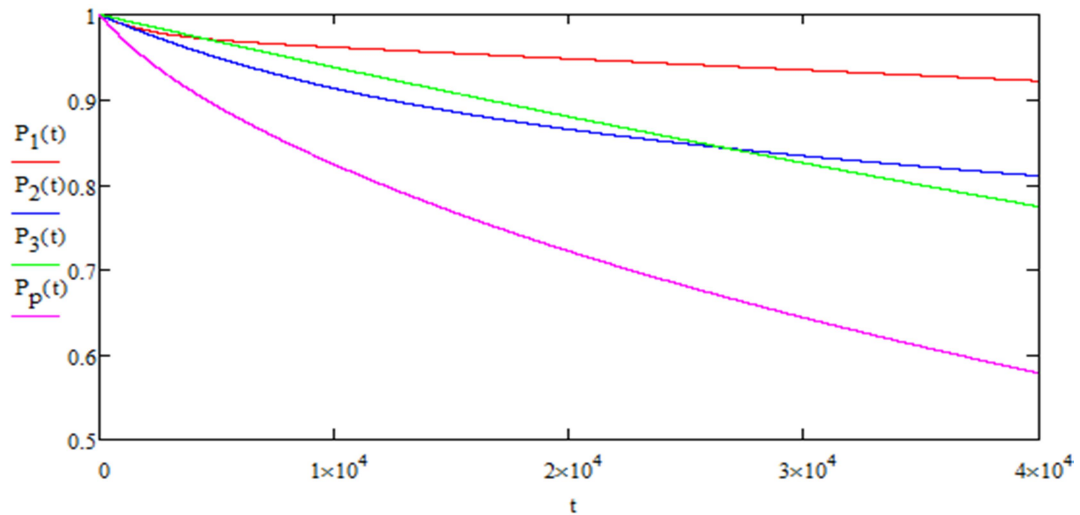


Рис.3.4 - графіки змінення окремих складових і повної функції імовірності відмови двигунів на інтервалі часу напрацювання $t_p \leq 40000$ ч . Дані для дослідження імовірності відмов асинхронних двигунів власних потреб показані в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. Дані для дослідження імовірності відмов АД ВП

$t_{раб}$	0	4380	8760	13140	17520	21900	26280	30660	35040	39420
$\Theta, ^\circ C$	155	167	160	161	158	169	152	158	167	158
$\nu, ч^{-1}$	2	6	27	53	8	16	4	14	29	9
$\nu, мм/с$	5	6	15	20	6	10	5	36	28	12
$T_{ср}$	118119	48093	58298	39605	92524	35522	140934	25287	19047	80291
$P(t)$	1	0,9129	0,847	0,758	0,723	0,639	0,62	0,521	0,414	0,392

$t_{раб}$	0	4380	8760	13140	17520	21900	26280	30660	35040	39420
$\Theta, ^\circ C$	155	161	164	159	158	167	163	166	162	157
$\nu, ч^{-1}$	2	78	65	28	39	54	48	12	24	47
$\nu, мм/с$	11	16	25	18	9	21	8	15	18	27
$T_{ср}$	118119	58102	35365	50621	26656	37467	81840	42571	18282	52577
$P(t)$	1	0,9273	0,82	0,751	0,638	0,567	0,538	0,485	0,382	0,351
$t_{раб}$	0	4380	8760	13140	17520	21900	26280	30660	35040	39420
$\Theta, ^\circ C$	155	160	165	161	158	163	169	162	167	158
$\nu, ч^{-1}$	2	9	45	53	62	91	24	11	16	42
$\nu, мм/с$	5	9	11	18	9	16	9	32	23	17
$T_{ср}$	118119	75341	41182	42846	66791	32722	34938	24642	26209	58278
$P(t)$	1	0,944	0,848	0,766	0,717	0,627	0,553	0,463	0,392	0,364

$t_{раб}$	0	4380	8760	13140	17520	21900	26280	30660	35040	39420
$\Theta, ^\circ C$	155	164	161	163	158	167	162	161	167	154
$\nu, ч^{-1}$	2	8	45	18	29	34	48	32	44	49
$\nu, мм/с$	5	17	19	8	9	11	8	10	16	17
$T_{ср}$	118119	62102	31365	52621	27656	34467	87840	42571	18282	52577
$P(t)$	1	0,9373	0,81	0,78	0,678	0,547	0,52	0,46	0,344	0,321
$t_{раб}$	0	4380	8760	13140	17520	21900	26280	30660	35040	39420
$\Theta, ^\circ C$	155	161	159	162	156	167	164	168	166	161
$\nu, ч^{-1}$	2	9	47	23	32	41	64	28	36	42
$\nu, мм/с$	5	19	12	14	7	12	9	22	27	17
$T_{ср}$	118119	74341	42142	40846	36791	32722	34238	26642	27209	68278
$P(t)$	1	0,942	0,866	0,754	0,727	0,647	0,573	0,423	0,372	0,354

Побудуємо графіки імовірності відмов асинхронних двигунів власних потреб рис 3.5-3.9.

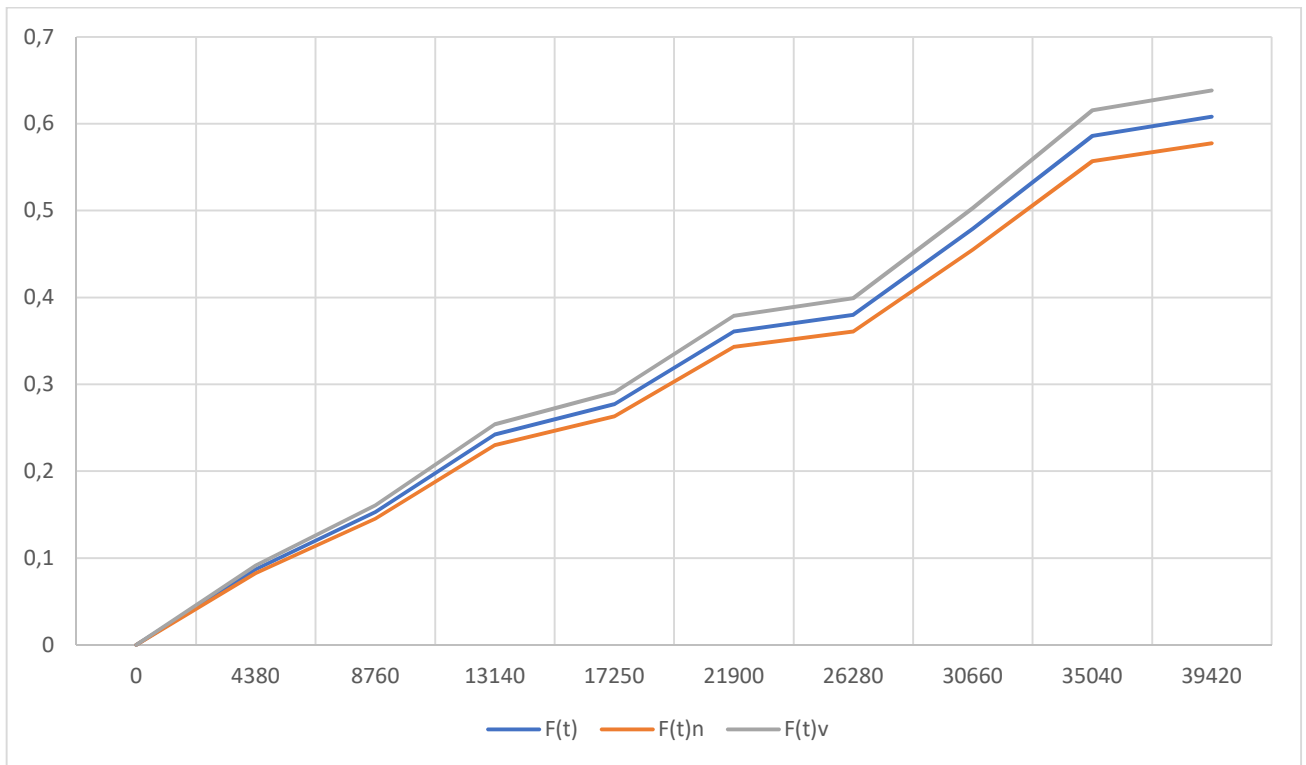


Рис. 3.5 Імовірність відмови першого АД ВП

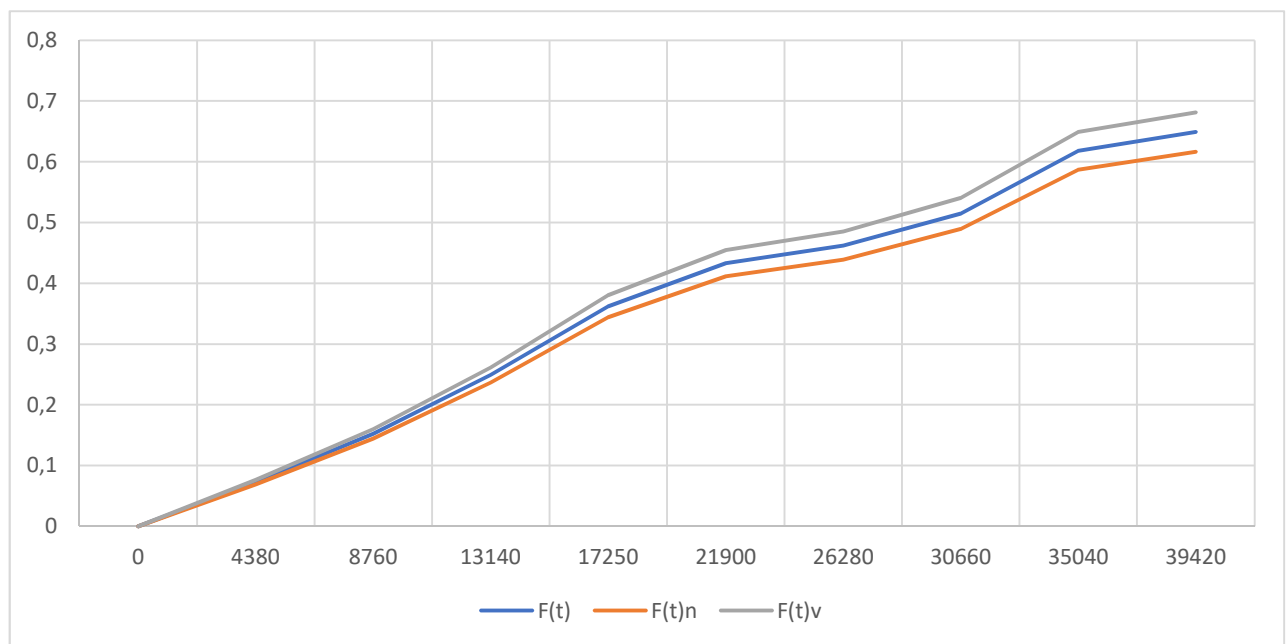


Рис. 3.6 Імовірність відмови другого АД ВП

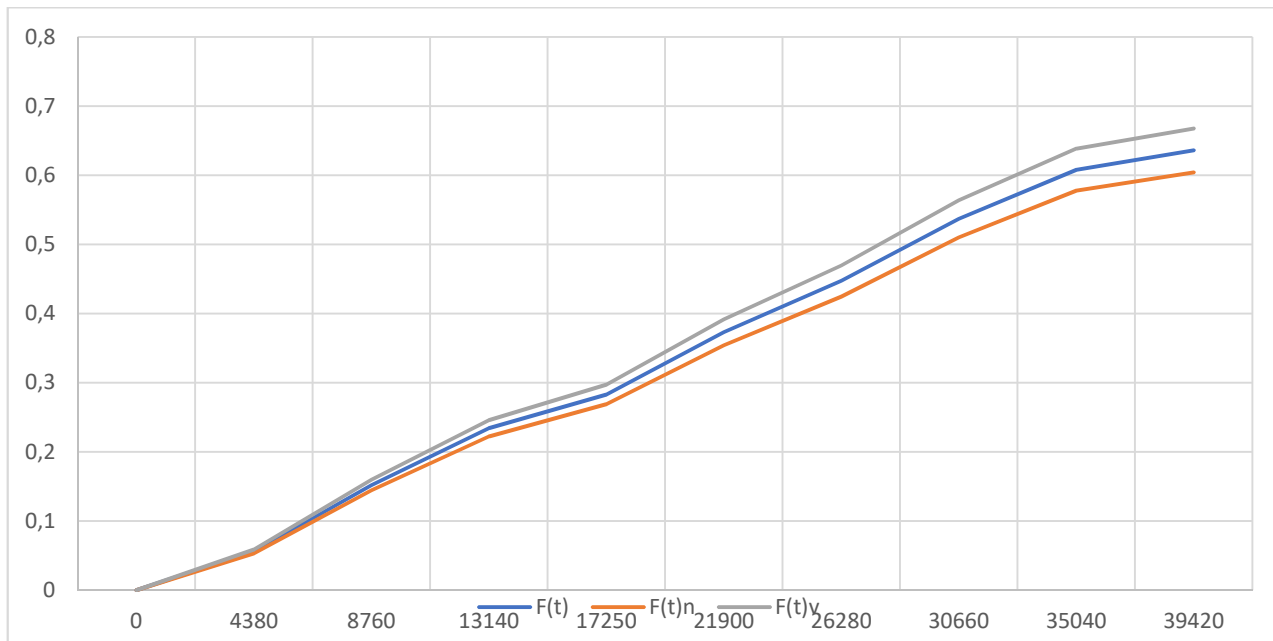


Рис. 3.7 Імовірність відмови третього АД ВП

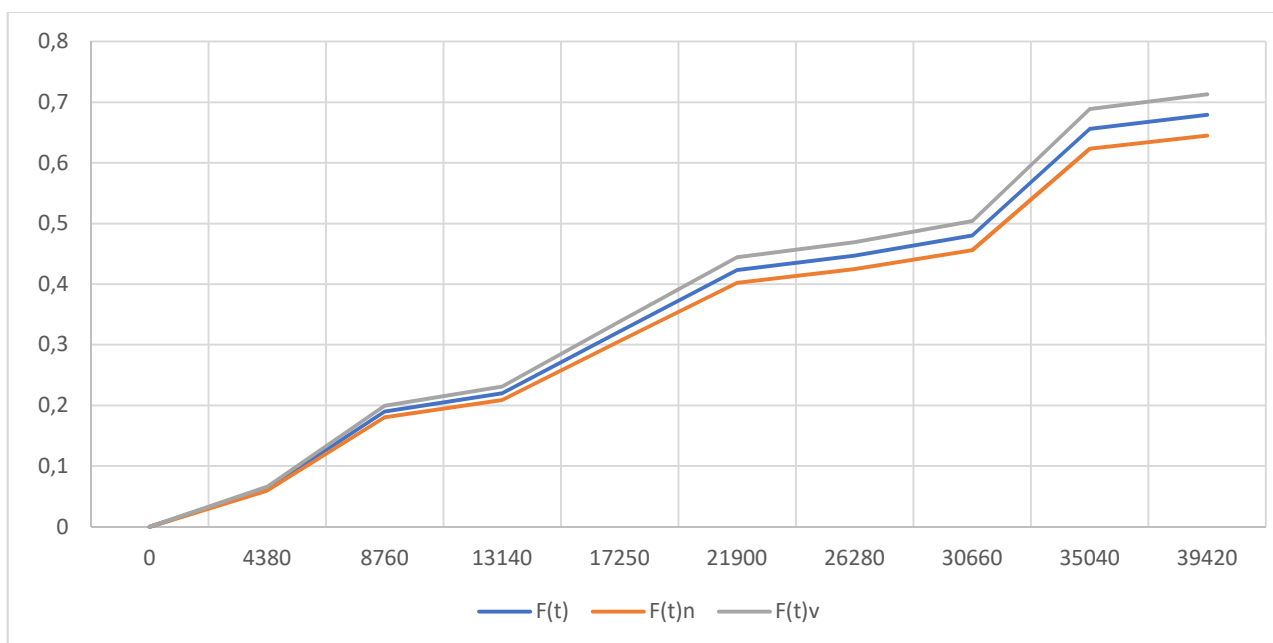


Рис. 3.8 Імовірність відмови четвертого АД ВП

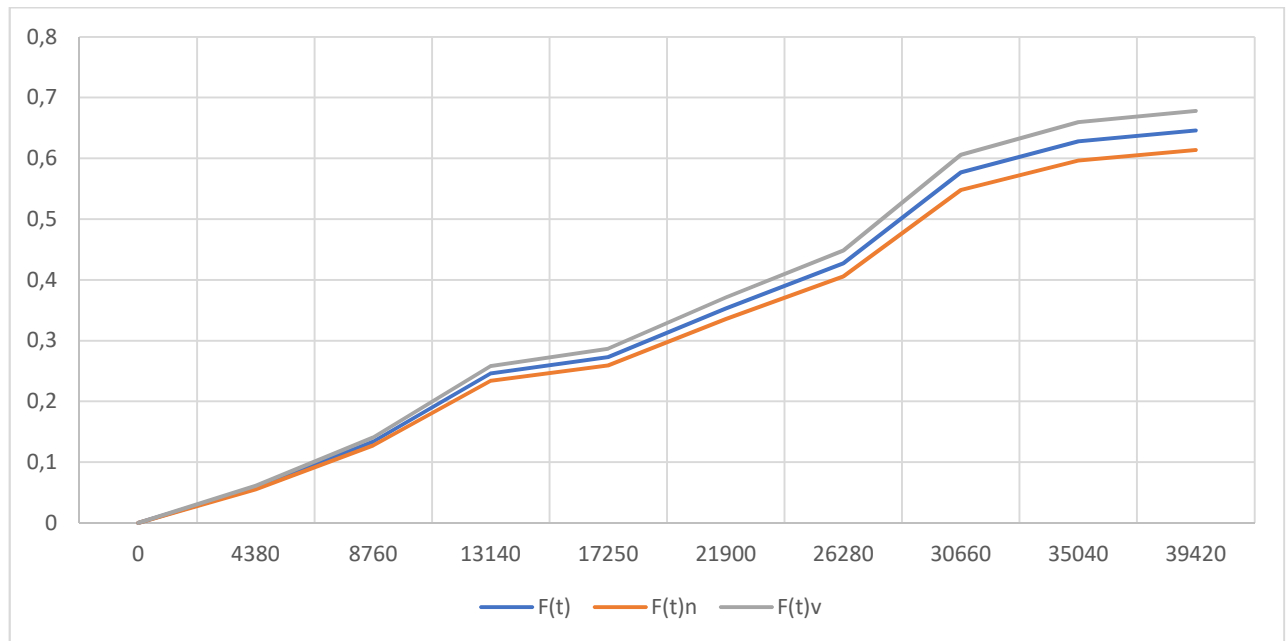


Рис. 3.9 Імовірність відмови п'ятого АД ВП

3.4 Розрахунок впливу зміни напруги на циркуляційний насос з приводом від асинхронного двигуна

У відповідності до завдання потрібно дослідити режими роботи циркуляційного насосу. Приводом для насосу являється асинхронний двигун, тому потрібно розглянути модель асинхронної машини. Режим роботи асинхронного двигуна залежить від напруги та частоти мережі.

3.4.1 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'' -постіна часу затухання перехідних і надперехідних складових струмів ротора при розімкнутій обмотці ротора.

3.4.2 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.

3.4.3 Розрахунок режимів роботи циркуляційного насосу

Вихідна інформація асинхронного двигуна являє собою: Р-активна потужність МВт, Іст-струм статора А, n-частота обертання Об/хв., $\cos\varphi$ -коефіцієнт потужності, ККД-коефіцієнт корисної дії %, Іпуск-пусковий струм ,Мпуск-пусковий момент,Ммакс-максимальний момент.

Таблиця 3.3. Паспортні дані двигуна

Позначення агрегату	Тип двигуна	Активна потужність, кВт	Струм статора, А	Частота обертання, Об/хв	Коефіцієнт потужності	ККД, %	Кратність			GD^2 Tm^2
							Пуск. струму	моменту		
								пуск.	макс.	
ЦН	ВДН 170-49/10	1500	188	588	0.83	93.2	4.8	0.8	2	2

Статична модель асинхронного двигуна описана наступними параметрами:

X_d'' - надпровідний реактивний опір, T_1', T_2'' -постілі 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.3.3 може визначити параметри X_d'' , M , N , T_1' , T_2'' ., по яким можна буде побудувати характеристику. Одна програма рис.3.10 вводить паспортні дані і записує в файл. І цей файл читається іншою програмою рис.3.11 яка розраховує параметри X_d'' , M , N , T_1' , T_2'' .

Програма для вводу даних.

AM ввод інформації

Введіть вихідні дані Асинхронних Машин

1	Поряд. N	1								
1	Вузол приє	1								
ЦН	Назва дв.	ЦН								
1.5	P _н , МВт	1.5								
6	U _н , кВ	6								
0.83	cosφ	0.83								
600	n _н , об/хв	600								
588	n, об/хв	588								
4.8	I*пуск	4.8								
2.	M*мах	2.								
0.8	M*пуск	0.8								
0.3	M*мін	0.3								
93.2	ккд, %	93.2								
5	J, кг. м ²	5								
1	k*загр	1								
1	Тип наван.	1								
1	Tрег	1								
1	kрег	1								
2	Tрег2	2								
2	kрег2	2								

< >

Ввести Введіть шлях збереження інформації AM asd.txt Записати на диск

Рис.3.10

Програма для розрахунку коефіцієнтів

Читання та обробка інформації AM

Читати з файла: asd.txt

Поряд	1																		
Вузол	1																		
Назва	ЦН																		
Rn, Ml	1.5																		
Un, kE	6																		
cosφ	0.83																		
nn, об	600																		
n, об/	588																		
I*пуст	4.8																		
M*ма	2																		
M*пуст	0.8																		
M*мін	0.3																		
ккд, %	93.2																		
Jiner	5																		
kзарг	1																		
Тип	1																		
Tрег	1																		
kрег	1																		
Tрег1	2																		
kрег1	2																		

111 1 0 - двигун, який при U<Umin буде відключатися

111 1 Ввести умови друку

Umin= 0.8 t= 0.0 сек. Ввести параметри P3 min

rs=0.02 xcs=0.10416666 xa=2.94283062 r1r=0.02048387 x1r=0.26489847 r2r=0.06014807 x2r=0.16944506 Розрах. па

9
вихід
номер 1 1 Umin=0 dT=99 1 uzal=1 ЦН 1.5 6 0.83 600 588 4.8 2 0.8 0.3 ккд= 93.2 Tj= 3.29670329 1 1
param
3.29670329 99 0.20463457 2.66161834 0.07119558 144.906801 6.66123447
param siv
0.20400236 2.76641414 0.07658078 206.358040 6.10158481

Рис. 3.11

Результати , які були отримані за допомогою програми, зведемо в таблицю 3.4

Таблиця 3.4. Отримані дані

№	X_d	N	M	T_1	T_2
1	0.204	2.66	0.071	144.9	6.6

Для моделювання режимів роботи насосу при зміні напруги було використано програму MathCad. Де було використано результати параметрів табл. 3.4. розрахованою програмою

Розрахунок асинхронного машини при номінальній напрузі

$$U_s := 1$$

$$s := 0,001..1 =$$

0
...

Реактивна і активна складова повного опору асинхронної машини в сталому режимі

$$\alpha := xs'' + \frac{N}{1 + s^2 \cdot T1^2} + \frac{M}{1 + s^2 \cdot T2^2} =$$

	0
0	2.935
1	2.88
2	...

$$\beta := \frac{N \cdot s \cdot T1}{1 + s^2 \cdot T1^2} + \frac{M \cdot s \cdot T2}{1 + s^2 \cdot T2^2} =$$

	0
0	0
1	0.378
2	...

$$P := U_s^2 \cdot \frac{\beta}{\alpha^2 + \beta^2} =$$

	0
0	0
1	0.045
2	...

$$Q := U_s^2 \cdot \frac{\alpha}{\alpha^2 + \beta^2} =$$

	0
0	0.341
1	...

Розрахунок асинхронного машини при зниження напруги на 5%

$$Us1 := 0.95 \quad s1 := 1, 0.999 \dots 0 =$$

1
0.999
...

Реактивна і активна складова повного опору асинхронної машини в сталому режимі

$$\alpha1 := \frac{N}{1 + s^2 \cdot (T1)^2} + \frac{M}{1 + s^2 \cdot (T2)^2} =$$

	0
0	2.935
1	...

$$\beta1 := \frac{N \cdot s \cdot T1}{1 + s^2 \cdot (T1)^2} + \frac{M \cdot s \cdot T2}{1 + s^2 \cdot (T2)^2} =$$

	0
0	...

$$Q1 := Us1^2 \cdot \frac{\alpha}{\alpha^2 + \beta^2} =$$

	0
0	0.307
1	...

$$P1 := Us1^2 \cdot \frac{\beta}{\alpha^2 + \beta^2} =$$

	0
0	...

Механічна характеристика

$$m0 := 1.024 - 1.623 \cdot (1 - s1) + 0.748 \cdot (1 - s1)^2$$

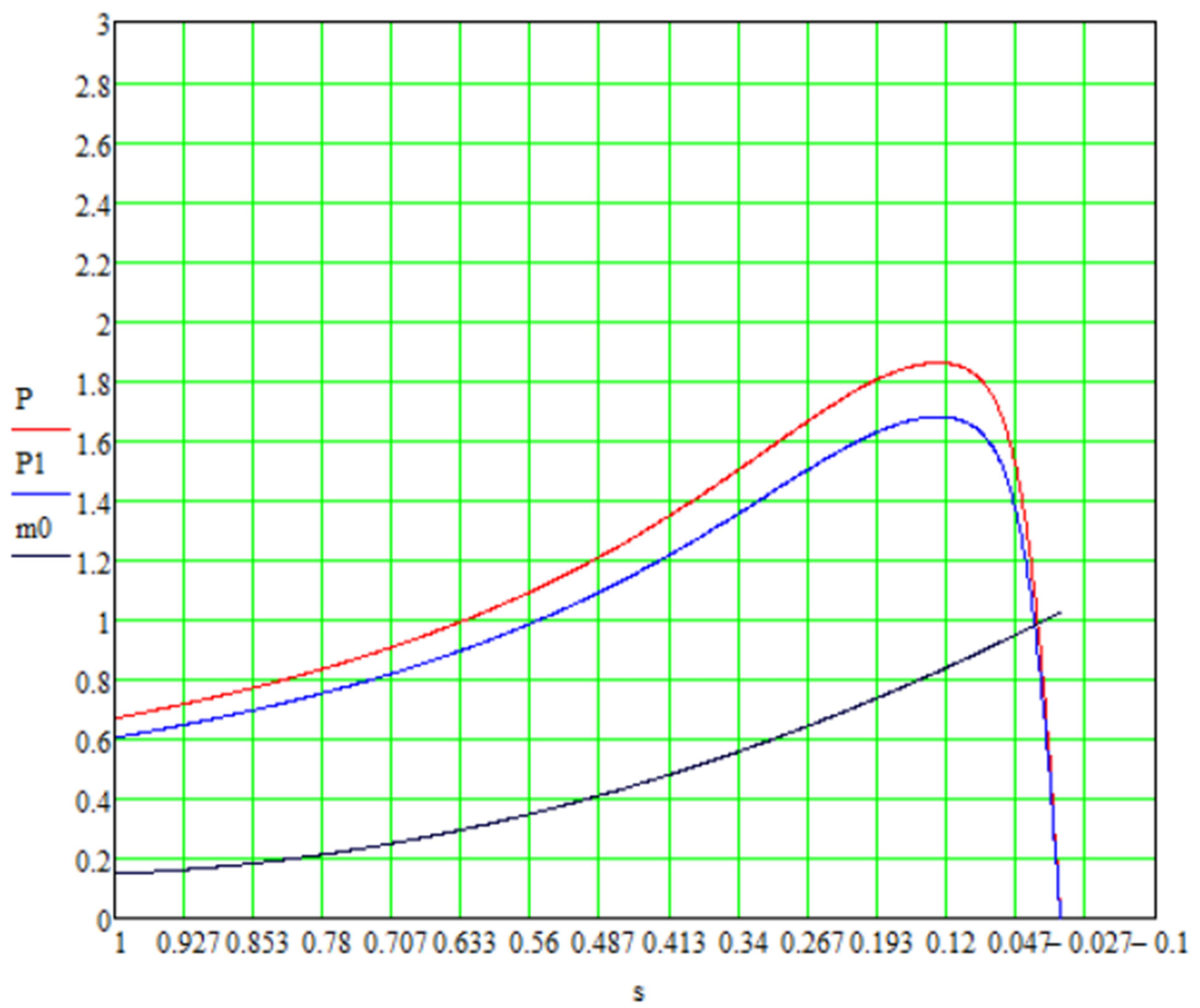


Рис. 3.12 Механічна характеристика

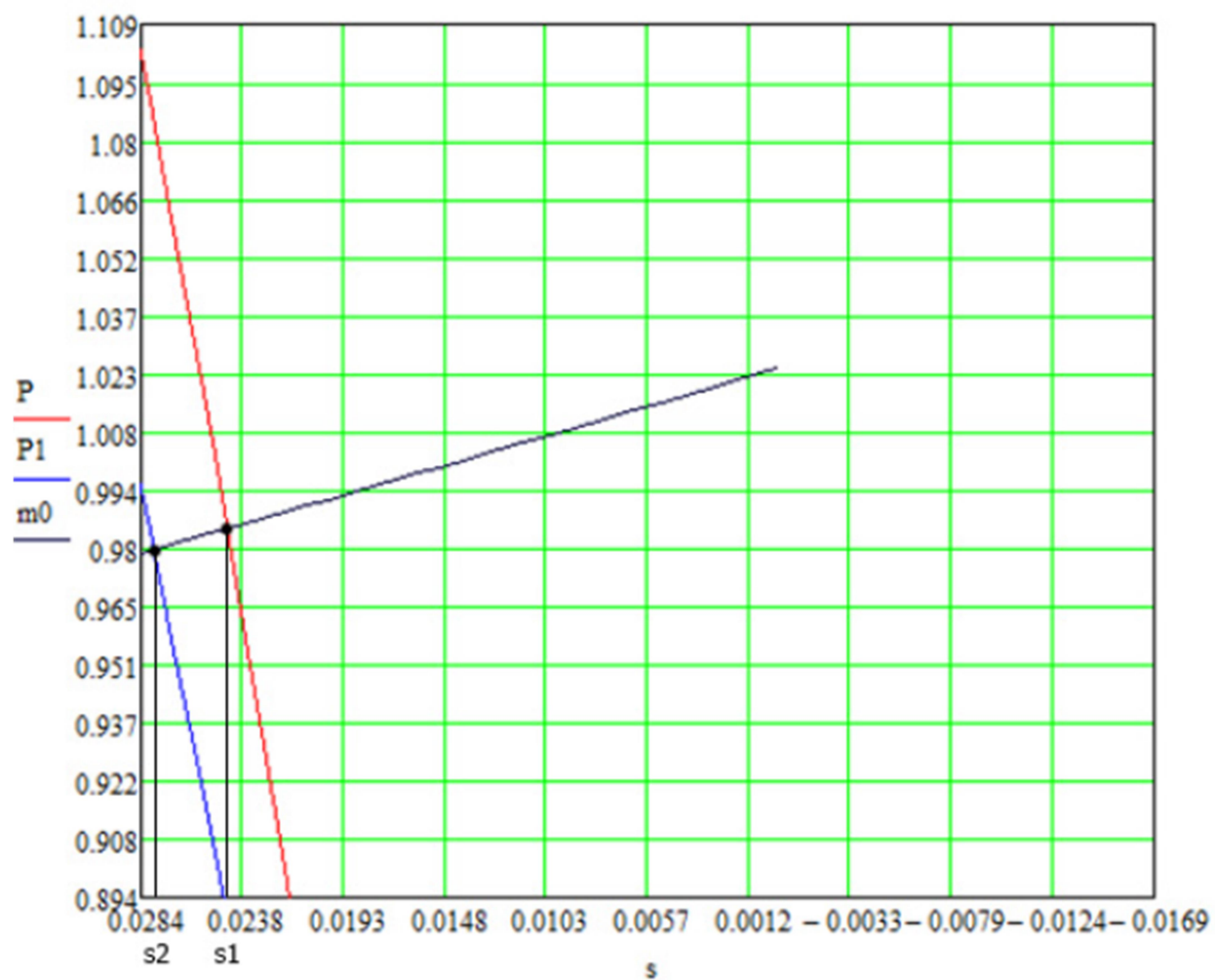


Рис. 3.13 Механічна характеристика в більшому масштабі

При номінальній напрузі $U_1=1$, ковзання дорівнює

$$s_1 := 0.0245$$

При зниженні напруги $U_1=0.95$, ковзання дорівнює

$$s_2 := 0.0280$$

Графічна залежність між напором і витратою води насосу

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

$$\omega_1 := (1 - S_1) = 0.976$$

$$\omega_2 := (1 - S_2) = 0.972$$

$$H_1(Q) := a \cdot Q^2 + b \cdot Q + c$$

$$H_2(Q) := H_1\left(Q \cdot \frac{\omega_1}{\omega_2}\right) \cdot \frac{\omega_2^2}{\omega_1^2}$$

$$M_1 := \begin{pmatrix} 0.015 \\ 0.68 \\ 1 \end{pmatrix} \quad Z_1 := \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0^2 \\ 1 & 0.75 & 0.75^2 \\ 1 & 1 & 1^2 \end{pmatrix}$$

$$M_0 := Z_1^{-1} \cdot M_1 = \begin{pmatrix} 0.015 \\ 0.592 \\ 0.393 \end{pmatrix} \quad Z_1^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -2.333 & 5.333 & -3 \\ 1.333 & -5.333 & 4 \end{pmatrix}$$

$$H_0(Q) := M_0_0 - M_0_1 \cdot (1 - Q - 1) + M_0_2 \cdot (1 - Q - 1)^2$$

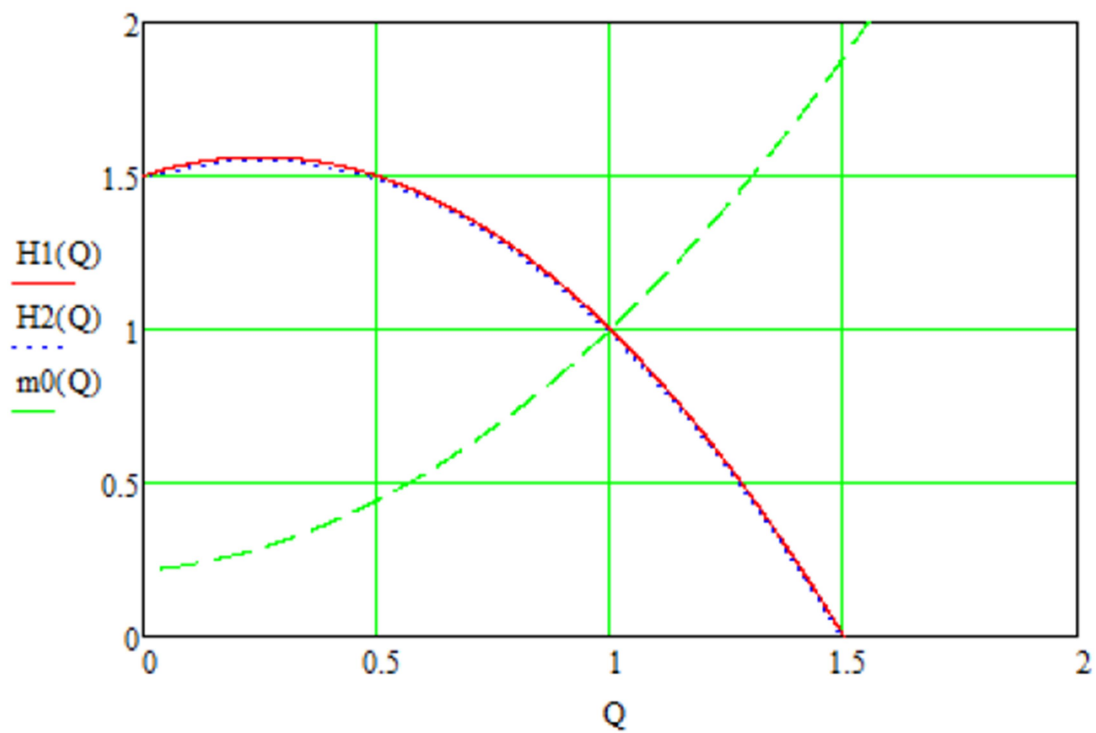


Рис. 3.14 Залежність між напором і витратою води

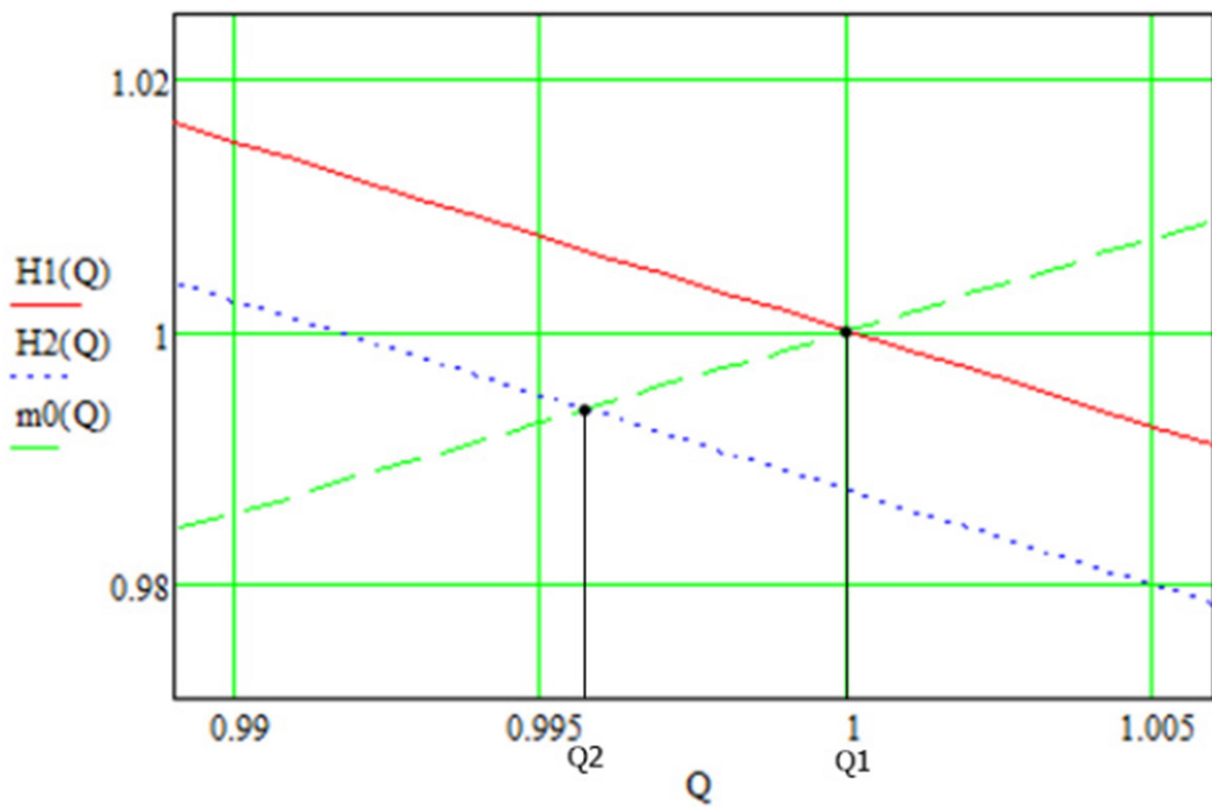


Рис. 3.15 Залежність між напором і витратою води в більшому масштабі

Значення витрати води при номінальній напрузі:

$$Q_1 := 1$$

Значення витрати води при зміні напруги на 5%:

$$Q_2 := 0.994$$

Різниця у відсотках

$$\Delta Q := (Q_1 - Q_2) \cdot 100 = 0.6 \quad \%$$

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

В даному розділі розглянуто моделювання режимів циркуляційного насосу в системі власних потреб. Наведено основні технічні характеристики циркуляційних насосів та електродвигунів, що забезпечують їх роботу. Проведений аналіз пошкоджуваності електродвигунів циркуляційного насосу та змодельовано АД циркуляційного насосу для визначення імовірності його відмови на інтервалі часу.

Було розраховано і побудовано механічні характеристики АД типу (ВДН 170-49/10) при зниженні напруги:

З побудованих характеристик асинхронного двигуна і насосу випливає, що при зниженні напруги на 5% від номінальної, ковзання збільшується на 0.3%. А при збільшенні ковзання, значення витрати води насосу знизиться на 0.6%.

РОЗДІЛ 4.
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 кожную 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.

4.1 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.

Опис ідеї стартап-проекту зведений в Табл. 4.1.

Табл.4.1 Опис ідеї стартап-проекту розробки станції потужністю 620 МВт

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача та енергопідприємств
Розробка РУ 330/110 кВ ТЕЦ потужністю 620 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.

4.2 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 $P_{\max} = 86.6$ 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 $W = P_{\max} \cdot T_{\max} = 303$ млн. кВт·год/рік.
- в енергосистему з шин 330 кВ – 1649 млн. кВт·год/рік.

В подальших розрахунках ці обсяги приймаються незмінним.

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

4.3. 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. 4.2):

Таблиця 4.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
--------------	--------------------------	----------------------	------------------------

	4.3.1.1.1.1 Розрахунок електричних режимів: - Графсканер, -KOSMOS, - PowerFactory		Доступність обмежена
	4.3.1.1.1.2 Розрахунок фінансово-економічних показників - ГКД 340.000.001-95 [1], ГКД 340.000.002-97[2]. - Project Expert	Наявні Наявна Наявна Наявна	Доступні
	4.3.1.1.1.3 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, наведені на Рис. 4.1, 4.2

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.

Варіант 1

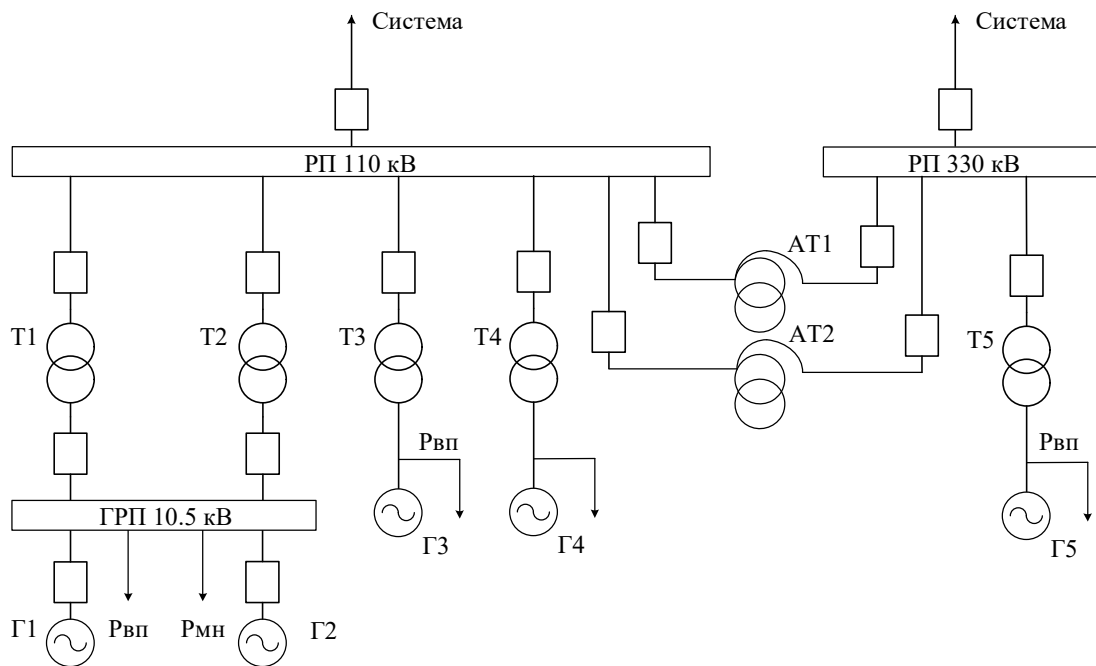


Рис. 4.1 Структурна схема (варіант 1)

Варіант 2

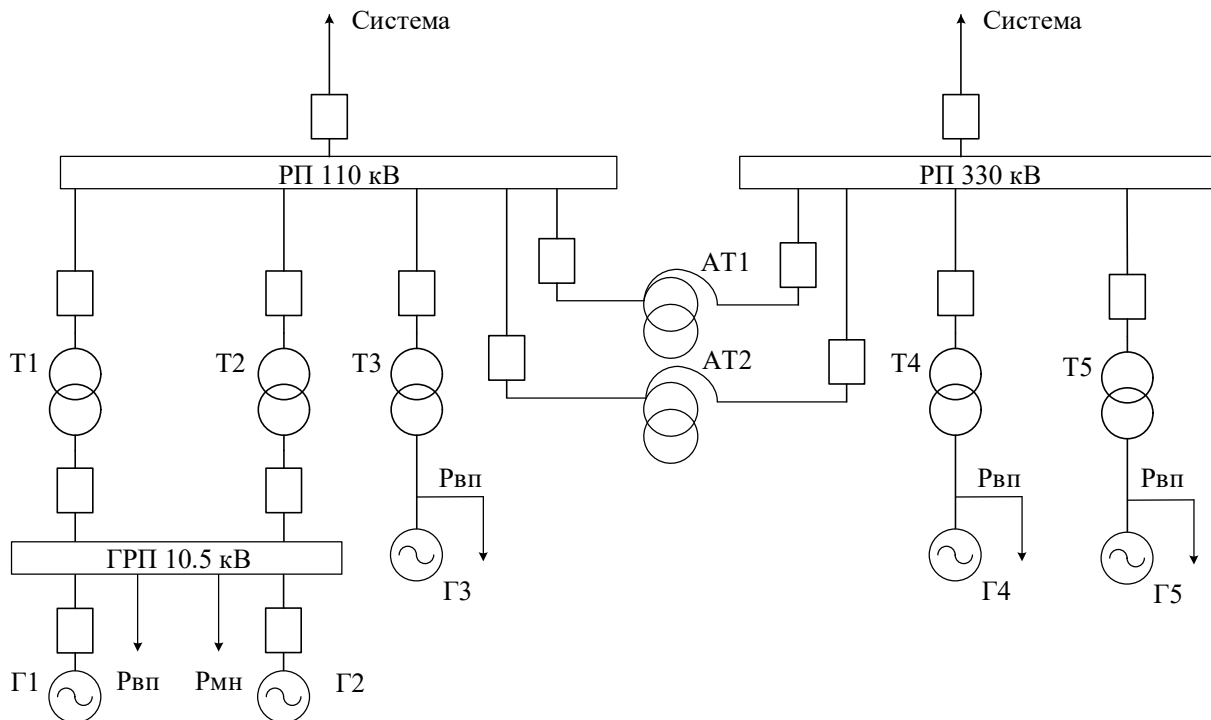


Рис. 4.2 Структурна схема (варіант 2)

4.4 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту

4.4.1. Визначення обсягів інвестицій.

Таблиця 4.3. Розрахунок капітальних вкладень на будівництво, тис.г.о.

№ п/п	Назва і тип обладнання	Варіант 1			Варіант 2	
		Ціна, тис. г.о.	кількі сть	Вартість, тис.г.о.	кількі сть	Вартість, тис.г.о.
1	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/110	3668	1	3668	2	7336
2	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/330	4873,2	1	4873,2	-	-
3	Трансформатор зв'язку ТДН-40000/110	1257,6	2	2515,2	2	2515,2
4	Блочний трансформатор ТДЦ-400000/330	10191,8	1	10191,8	1	10191,8
5	Автотрансформатор АТДЦТН-2500000/330/110	8646	-	-	2	17292
6	Автотрансформатор АТДЦТН-125000/330/110	5109	2	10218	-	
7	Комірка 110 кВ	1797,32	5	8986,6	6	10783,92
8	Комірка 330 кВ	5790,2	4	23160,8	3	17370,6
9	ВЛ-110кВ, одноланцюгова	46,5	4	186	4	186
10	ВЛ-330кВ, одноланцюгова	83,7	2	167,4	2	167,4
11	Всього капіталовкладень (К)		63 967		65 843	

4.4.2. Визначення прогнозних щорічних витрат .

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

Варіант 1 Два трансформатора ТДН-40000/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 34 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{28.047}{40} \right)^2 \cdot 3500 =$$
$$= 0.4356 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-125000/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 120 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 400 \cdot \left(\frac{107.5}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$
$$= 2.08 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-125000/330:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 120 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 380 \cdot \left(\frac{107.5}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$
$$= 2.035 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/330:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 330 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 880 \cdot \left(\frac{317.71}{400} \right)^2 \cdot 3500 =$$
$$= 4.834 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два автотрансформатора АТДЦТН-125000/330/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 65 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 315 \cdot \left(\frac{96.558}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$
$$= 0.898 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Проект конкурента:

Два трансформатора ТДН-40000/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 34 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{28.047}{40} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 0.4356 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два трансформатора ТДЦ-125000/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 400 \cdot \left(\frac{107.5}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 1.56 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/330:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 330 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 880 \cdot \left(\frac{317.71}{400} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 4.834 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два автотрансформатора АТДЦТН-2500000/330/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 500 \cdot \left(\frac{207.859}{250} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 1.65 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Втрати енергії варіантів наведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4. Втрати потужності (млн.кВт×год)

	Варіант 1		Варіант 2	
	кіль кіст ь	Млн кВт×год	кіль кіст ь	Млн кВт×год
ТДЦ-125000/110	1	2,08	2	1,56
ТДЦ-125000/330	1	2,035	-	-

ТДН-40000/110	2	0,4356	2	0,4356
ТДЦ-400000/330	1	4,834	1	4,834
АТДЦТН- 2500000/330/110	-	-	2	1,65
АТДЦТН- 125000/330/110	2	0,898	-	
Сума		11,585		12,12

Річні витрати B складаються з трьох складових:

$$B = B_a + B_0 + B_{втр}.$$

Амортизаційні відрахування:

$$B_a = a \cdot K$$

Де a – норма амортизаційних відрахувань, $a = 9.4\%$ $U_H \leq 150 \text{ кВ}$ і $a = 8.4\%$ для $U_H \geq 220 \text{ кВ}$.

Витрати на обслуговування ЕС (ремонт і зарплата персоналу):

$$B_0 = b \cdot K$$

де $b = 3\%$ для $U_H \leq 150 \text{ кВ}$ і $b = 2\%$ для $U_H \geq 220 \text{ кВ}$.

Витрати, обумовлені втратами енергії:

$$B_{втр} = \beta \cdot \Delta W_{втр}$$

де β – вартість 1 кВт·год втраченої енергії (задано керівником з розроблення стартап проекту). $\beta = 0.759 \left(\frac{\text{г.о.}}{\text{кВт·год}} \right)$.

Розрахунок техніко-економічні показники для кожного варіанту:

Варіант 1 $K = 63967$ тис. г. о

$$B_a = a \times K = 0,094 \times 25573,8 + 0,084 \times 38393,2 \\ = 5628,9 \text{ тис. г. о /рік}$$

$$B_o = b \times K = 0,03 \times 25573,8 + 0,02 \times 38393,2 = 1535 \text{ тис. г. о /рік}$$

$$\Delta W_{\text{втр}} = 11,585 \times 10^6 \text{ кВт}$$

$$B_{\text{втр}} = \beta \times \Delta W_{\text{втр}} = 75,9 \times 11,585 = 879,3 \text{ тис. г. о /рік}$$

$$B = B_a + B_o + B_{\text{втр}} = 5628,9 + 1535 + 879,3 = 8043,2 \text{ тис. г. о /рік}$$

Варіант 1:

$$K = 65842,92 \text{ тис. г. о}$$

$$B_a = a \times K = 0,094 \times 20821,1 + 0,084 \times 45021,8 \\ = 5739 \text{ тис. г. о /рік}$$

$$B_o = b \times K = 0,03 \times 20821,1 + 0,02 \times 45021,8 = 1525 \text{ тис. г. о /рік}$$

$$\Delta W_{\text{втр}} = 2\Delta W_{\text{блтр}220\text{кВ}} = 2 \times 12,12 = 22,48 \times 10^6 \text{ кВт}$$

$$B_{\text{втр}} = \beta \times \Delta W_{\text{втр}} = 75,9 \times 12,12 = 919,9 \text{ тис. г. о /рік}$$

$$B = B_a + B_o + B_{\text{втр}} = 5739 + 1525 + 919,9 = 8183,9 \text{ тис. г. о /рік}$$

4.4.3. Визначення основних фінансово-економічних показників.

Для всіх варіантів схем розвитку прийняті такі вихідні дані і припущення:

- 1) Норма прибутку (дисконту) $E = 0,1$ [1/рік];
- 2) Податок на прибуток $p = 21\%$.

Зроблене припущення, що ТЕЦ вводяться на проектну потужність за 1 рік, а доходи залишаються незмінними, для визначення ефективності капітальних вкладень можна застосувати елементарні критерії, оперуючи з річними показниками.

Розрахунок для Вар 1:

Приведені затрати:

$$З = E_n \times K + B = \frac{1}{1} \times 63,967 \times 10^6 + 8,0432 \times 10^6 = 72,01 \times 10^6 \text{ тис. г.о}$$

Для варіанту 2 все розраховано аналогічно. Результати розрахунку показників ефективності наведені у табл. 4.5.

Таблиця 4.5. Результати розрахунку показників ефективності, тис. г.о.

№	Показник	Варіанти	
		1	2
1	Приведені затрати	72,01	74,025

З розглянутих варіантів, економічно вигідним за показниками рентабельності та мінімізації приведених затрат виявився варіант 1. Він є більш економічно доцільним для інвестування

Табл.4.6 Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	W (слабка сторона)	N (нейтральн)	S (сильна)
1.	Сумарна ціна обладнання, млн.г.о.			+
2.	Витрати на відшкодування втрат, млн. г.о			+
3.	Витрати на обслуговування			+
4.	Надійність схеми постачання, математичне очікування		+	

5.	Складність схеми в обслуговуванні		+	
----	-----------------------------------	--	---	--

Табл.5.7 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 5. Краща ремонтпригодність 	<p>Слабкі сторони:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Висока конкуренція на ринку 2. Необхідна підготовка висококваліфікованого персоналу 3. У зв'язку з сучасним станом теплової енергетики існує велика загроза для диверсифікації постачальників палива. Інвестиції в дану галузь мають тенденцію до спаду
<p>Можливості:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Підвищення рівня постачання 2. Покриття графіку пікових навантажень, створення додаткової конкуренції на ринку 	<p>Загрози:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Можливий дефіцит фінансування через державне регулювання тарифів і прибутків в енергетиці 2. У зв'язку з розвитком науково-технічного прогресу спостерігається тенденція до відмови від традиційних теплових електричних станцій через велике забруднення навколишнього середовища

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

У даному розділі магістерської дисертації основною ідеєю якого є розробки станції потужністю 620 МВт. та порівняння схеми ЕЧС з конкурентними варіантами, що мають схожі техніко-економічні показники. Його правильна реалізація створює передумови для успішного ринкового старту. Резюмуючи проведені вище техніко-економічні, фінансові, маркетингові розрахунки та порівняння можна зазначити:

- є можливість ринкової комерціалізації проекту завдяки рентабельності роботи на ринку;
- пропоновані для реалізації варіанти спираються на попит на електричну енергію району і динаміку їх змін;
- для реалізації слід обрати розглянуті технології та запропонований оптимальний варіант № 1;

РОЗДІЛ 5.

Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації циркуляційного насосу

В зв'язку з тим, що приводом циркуляційного насосу є асинхронний двигун, при його експлуатації на електричній станції виникає ряд чинників які негативно діють на навколишнє середовище та обслуговуючий персонал.

Об'єкт дослідження – двигун власних потреб А4-400Х-8МУЗ та роботи з експлуатації та його ремонту, під час яких працівники піддаються дії НШЧВ.

Предмет досліджень – забезпечення безпечної експлуатації двигуна власних потреб А4-400Х-8МУЗ за допомогою впровадженнь 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 А4-400Х-8МУЗ.

Двигун А4-400Х-8МУЗ 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.

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

Таблиця 5.1. Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Асинхронний двигун	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення на поверхні землі, (3х2х0.7) м	<i>Приміщення з підвищеною небезпекою</i>	Категорія Д

Таблиця 5.2. Показники технічних характеристик ЕУ

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Значення показника
А4-400Х-8МУЗ	Номінальна потужність	250 кВт
	Номінальна напруга	6 кВ
	Маса	2080 кг
	Габаритні розміри	3000 x 2000 x 700 мм

Таблиця 5.3. Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Введення в експлуатацію асинхронного двигуна 6 кВ	Транспорт, механічна розгрузка	Літній, 2 робочих дня	4 особи	Не менш як IV

Таблиця 5.4. Чинники умов праці та їх показники

Найменування показника	Основні характеристики	Числове значення показника
Кваліфікація працівників	Кількість	4 осіб
	Група з електробезпеки	IV група
Місце виконання робіт	Відкрите чи закрите	Закрите
	Площа	60 м ²

	Постійне чи тимчасове Класифікація електроприміщення	Постійне Приміщення з підвищеною небезпекою
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	35 – 40 °С 60-85% 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 <i>зосередженого спостереження</i> Тривалість <i>активних дій</i> Змінність Напруженість органів чуття: зір Категорія	40 % робочого часу 50 % робочого часу 1 зміна, 8 Г один 20 % робочого час II категорія

Таблиця 5.5. 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 32 А	42 В 0,6 мА
Неелектричного	Шум	95 дБ	80 дБ

походження			
Оцінка умов праці	Шкідливі I категорії		

Таблиця 5.6. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Ізоляція	Робоча струмовідних частин	Поліпропілен. $R = 10^{16} \text{ Ом}$, $\text{tg} \delta = 0,03$
Огороджувальний засіб	Огорожа корпус двигуна; огорожа циркуляційного насосу	Сітчаста, висота 2 м, механічне блокування входу
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги.	Наряд-допуск на 7 робочих днів
Технічні заходи щодо виключення інших НШВЧ		
Шум	Звукоізоляція приміщення	Плити з паролону, товщина 6 мм.
Очищення повітря	Загальна вентиляція	Марка «Тис», $P = 2 \text{ кВт}$, висота установки 2 м.

Таблиця 5.7. Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від електричного струму	Штани та куртка Inap-Master	2 роки	Для роботи в електроустановках напругою до 7500 В
Захисне взуття	Захист від електричного струму	Діелектричні боти	12 місяців	Для роботи в електроустановках напругою до 20 кВ
Захист рук	Захист від електричного струму	Діелектричні рукавиці	2 роки	Для роботи в електроустановках напругою до 7500 В
Захист голови	Захист від електричного струму	Каска діелектрична	2 роки	Для роботи в електроустановках напругою до 7500 В
Захист очей	Захист від електричного струму	Захисна маска з полікарбонату	2 роки	Під час робіт в ЕУ

Захист органів слуху	Зниження рівня шуму на 29 Дб А	Навушники «EAR DEFENDER ED 2C»	12 місяців	При знаходженні в машинному залі

Таблиця 5.8. Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричний костюм	Для робіт під напругою до 20 кВ	Підключення ЕУ. Періодичні випробування - щод 6 місяців
	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 7500 В	Підключення ЕУ. Періодичні випробування - щод 6 місяців
	Діелектричне взуття	Для робіт під напругою до 20 кВ	Підключення ЕУ. Періодичні випробування - щод 6 місяців
	Діелектрична каска	Для робіт під напругою до 7500 В	Підключення ЕУ. Періодичні випробування - щод 6 місяців
Контрольно-сигнальні прилади	Ізолювальні штанги	Підключення валу двигуна до насосу	0,4-35 кВ Раз у 24 місяці

Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки	Виконання робіт	0,4 – 10 Раз у 24 місяці

Таблиця 5.9. 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	Сітчастий, на поверхні даху, з кроком 75 см.	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	Відділ з охорони праці

	пожежного нагляду	
ЗІЗ		
Захисний одяг водонепроникний	ВК«Ікар»	Багаторазового використання. Термін зберігання – 6 років.
Противогаз	Противогаз фільтруючий МП-5 У	Температура зберігання – від 30 оС до 170 оС. Термін зберігання – 15 років

5.2 Розрахунок захисного заземлювального пристрою електроустановок напругою більш як 1 000 В

Вихідні дані для розрахунку захисного заземлення двигуна:

Номінальна напруга двигуна 6,3 кВ.

Розрахунковий струму замикання на землю в електричних мережах з ізольованою нейтраллю, визначається за формулою:

$$I_{zz} = \frac{U_{\text{л}} \cdot 35 \cdot l_K}{350},$$

де U - лінійна напруга мережі в кВ, l_K - довжини електрично-сполучених між собою кабельних ліній в км.

$$I_{zz} = \frac{6,3 \cdot 35 \cdot 0,15}{350} = 0,095 \text{ А}$$

Один двигун займе площу: 10×5 м, де 10 м - ширина площадки, 5 м - довжина площадки.

$\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - питомий опір ґрунту (суглинок).

При використанні заземлення для ЕУ понад 1кВ опір заземлювача має бути не більше ніж:

$$R \leq 250 / I, \text{приймають не більше } 10 \text{ Ом}, R_o = 10 \text{ Ом},$$

250 – допустима напруга на корпусі обладнання відносно землі (В), вона небезпечна але допускається у зв'язку з тим, що для обладнання напругою понад 1кВ і під час експлуатації його людина має бути ізольованою від землі – ботами.

Проводимо розрахунок методом коефіцієнта використання електродів для розрахунку простих заземлювачів, тобто електроустановок з невеликими струмами замикання на землю, для якого приймається одношарова структура ґрунту.

Розрахунок

1. Вибираємо вид і розміщення штучних електродів заземлення - це вертикальні електроди сполучені горизонтальними, розміщені по контуру.

Діаметр, довжина і глибина прокладання вертикального стрижня:

$$d = 16 \text{ мм}, l = 1 \text{ м}, t_0 = 0,8 \text{ м}.$$

Ширина і товщина горизонтальної смуги відповідно: $b = 40 \text{ мм}$, $c = 4 \text{ мм}^2$.

2. Визначимо опір горизонтального електрода:

$$\begin{aligned} R_{\Gamma} &= \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L_z} \cdot \ln \frac{L_z^2}{0,5 \cdot b \cdot t} = \\ &= \frac{100}{2 \cdot \pi \cdot 30} \cdot \ln \frac{30^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 5.803 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Перевіряємо умову $R_{\Gamma} \leq R_o : 5.803 \leq 10 \text{ Ом}$

Вертикальні електроди розміщуємо згідно рис. 2.1. В ухваленому нами заземленні сумарна довжина горизонтального електрода $L_{\Gamma}=30 \text{ м}$, а кількість вертикальних електродів $n=4 \text{ шт.}$

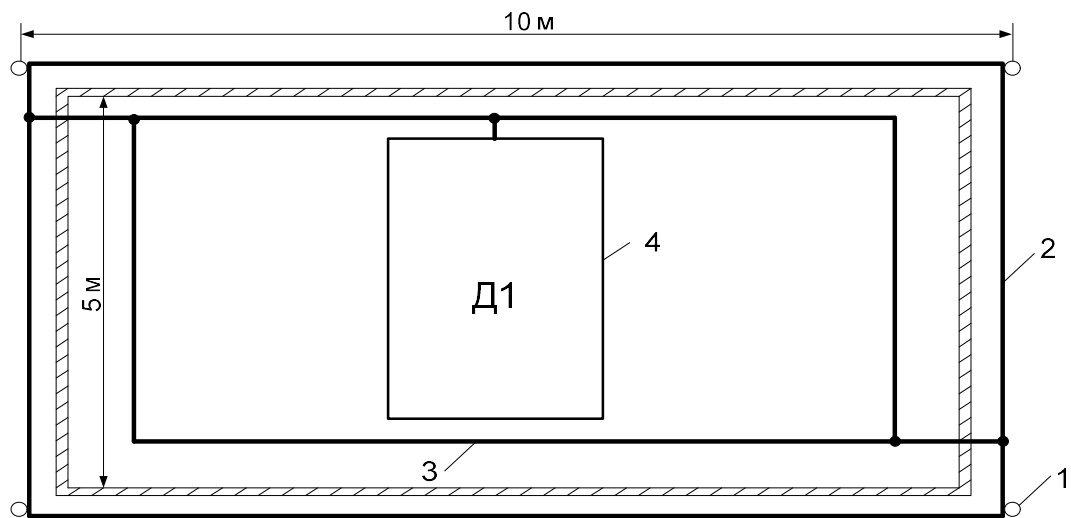


Рисунок 5.1- План розташування заземлення

- 1- вертикальний електрод;
- 2- горизонтальний електрод;
- 3-заземлюючий провідник;
- 4- двигун

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

В даному розділі було розглянуто умови праці, перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників при експлуатації під час експлуатації циркуляційного насосу. Було перераховано технічні і організаційні заходи, засоби індивідуального захисту, заходи і засоби з пожежної безпеки при експлуатації асинхронного двигуна, який є приводом циркуляційного насосу.

Розраховали захисний заземлювальний пристрій для асинхронного двигуна.

Список літератури

1. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. - М.: «Энергия», 1976. – 552 с.
2. 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.
3. Моделирование и динамика атомных электростанций при збуреннях в енергосистемі/ М. В. Костерев 1986.- 168 с.
4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. Проектування електричних станцій, ч.1/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 73 с.
8. Проектування електричних станцій, ч.2/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 74 с.
9. Проектування електричних станцій, ч.3/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк, Г.М. Гаєвська./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 61 с.
10. Перехідні процеси в системах електропостачання власних потреб електростанцій: Навчальний посібник/ В.Ф. Сивокобиленко, В.К. Лебедев, 2002.-136 с.
11. Третьякова Л.Д., Мітюк Л. О. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях». Київ: НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського», ІЕЕ, 2020. 58 с.
12. Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2008. 317 с.
13. ДСТУ 3008:2015. Документація. Звіти у сфері науки і техніки. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2016. 25 с. ДСТУ 3008:2015. Документація. Звіти у сфері науки і техніки. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2016. 25 с.
14. ДСТУ 3651.1-97. Метрологія. Одиниці фізичних величин. Вид. офіц. Київ, ДП «УкрНДНЦ», 2016. 25 с.
15. ДСТУ 3582:2013. Бібліографічний опис. Скорочення слів і словосполучень українською мовою. Загальні вимоги та правила. Вид. офіц. Київ: Мінекономрозвитку України, 2014. 15 с.

16. ДСТУ 8302:2015. Інформація та документація. Бібліографічне посилання. Загальні положення та правила складання. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2016. 16 с.
17. ДБН В.2.2-15-2005. Державні будівельні норми. Будинки і споруди. Житлові будинки. Основні положення. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2005. 6 с.
18. ДБН В.2.5-56:2010. Державні будівельні норми. Системи протипожежного захисту. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2010. 34 с.
19. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2004. 45 с.
20. НАПБ Б.03.002-2007. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2007. 33 с.
21. ДБН В.1.2-7-2008. Основні вимоги до будівель і споруд. Пожежна безпека. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2008, 25 с.
22. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.
23. ДСТУ 7239:2011. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2011. 6 с.