

1418-5748

2

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

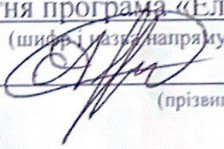
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина конденсаційної електростанції 1600 МВт
(3×200+2×500) з дослідженням вводів конденсаторного типу»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка з
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

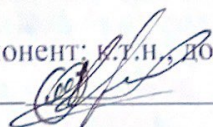
 Кравчук А.Р.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Собчук Н. В.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСБМ

 Кравець О.Н.
(прі-

звище та ініціали)

« 07 » 08 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

 д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

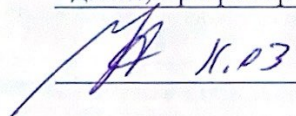
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О

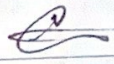
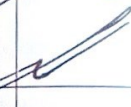
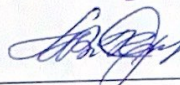
 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Кравчука Антона Романовича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина конденсаційної електростанції 1600 МВт (3×200+2×500) з дослідженням вводів конденсаторного типу
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81
2. Строк подання студентом роботи 28 травня 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Тип палива – вугілля; генератори – 1600 МВт (3×200+2×500); максимальне навантаження місцевого району 450 МВт; напруга мережі району 220 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 800 МВ; відстань до місця приєднання до енергосистеми 780 км.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Дослідження процесів руйнування ізоляції вводів конденсаторного типу. 3. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 4. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Графіки електричних навантажень станції. 2. Схеми ВРУ 220 кВ та 330кВ. 3. Схема власних потреб станції. 4. Руйнування ізоляції вводів конденсаторного типу..

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконано прийнято
Спеціальна частина	Керівник роботи Собчук Н. В., к.т.н., доц., доцент ка- федри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д. пед. н., професор каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент ка- федри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.01.24	18.01.24	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	19.01.24	08.02.24	
3	Електротехнічна частина	09.02.24	22.02.24	
4	Дослідження методів діагностики введів конденса- торного типу	23.02.24	27.02.24	
5	Економічна частина	28.02.24	05.03.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	06.03.24	17.04.24	
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	19.04.24	30.04.24	
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	30.04.24	15.05.24	
9	Рецензування МКР	15.05.24	28.05.24	

Студент

Керівник роботи


(підпис)

А.Р. Кравчук

Н. В. Собчук

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Кравчук Антон Романович «Електрична частина конденсаційної електростанції 1600 МВт ($3 \times 200 + 2 \times 500$) з дослідженням вводів конденсаторного типу». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 147 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 23 назв; рис.: 39; табл. 38.

В магістерській кваліфікаційній роботі була спроектована електрична станція типу КЕС, встановлена по-тужність якої 1600 МВт. В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції. Для КЕС спроектовано встановлення трьох турбіни типу К-200-130 та двох типу К-500-240; три турбогенератори типу ТГВ-200-2УЗ та два ти ТГВ-500-2УЗ номінальною потужністю 200 та 500 МВт відповідно.

Обрано структурну схему станції. Для встановлення прийнято два блочних трансформатори типу ТДЦ-250000/330 та три типу ТДЦ-250000/220; для зв'язку між РП СН та РП ВН передбачено одну групу трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-133000/330/220.

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ. Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї. Проведено розрахунок грозозахисту і заземлення для ВРУ 330кВ.

Ключові слова: електрична станція, вводи конденсаторного типу.

ABSTRACT

UDC 621.311.1

Anton Romanovych Kravchuk "The electrical part of a condensing power plant with a study of capacitor-type inlets." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 147 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 23 titles; Fig.: 29; table 38.

In the master's qualification work, an electric station of the KES type was designed, the installed capacity of which is 1600 MW. In the work, the load schedules of the power plant were calculated, as well as the technical and economic indicators of the plant's operation were calculated. Installation of three K-200-130 type turbines and two K-500-240 type turbines is planned for KES; three TGV-200-2U3 type turbogenerators and two TGV-500-2U3 with a nominal capacity of 200 and 500 MW, respectively.

The structure diagram of the station is selected. Two TDC-250000/330 and three TDC-250000/220 type block transformers were used for installation; one group of three single-phase autotransformers of the AODTSTN-133000/330/220 type is provided for the connection between RP CH and RP HV.

Calculation of short-circuit currents was carried out. The calculation was performed using the methods of equivalent EMF and typical curves. The thermal effect of short-circuit currents is calculated. The selection of current-carrying parts, switching and control-measuring equipment, arresters, high-frequency barriers and a battery was made. Calculation of lightning protection and grounding for 330kV VRU was carried out.

Keywords: power plant, capacitor-type inputs.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА	10
1.1. Конденсаційні електростанції.....	10
1.2. Вводи конденсаторного типу.....	19
2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КЕС	28
2.1 Техніко економічне обґрунтування	28
2.2 Розрахунок графіків електричних навантажень	29
2.3 Вибір типу та потужності турбін, котельних агрегатів та генераторів	39
2.4 Вибір структурної схеми станції	41
2.4.1 Вибір схеми приєднання станції до системи.....	41
2.4.2 Проектування структурної схеми станції.....	42
2.4.3 Вибір трансформаторів	43
2.5 Вибір схем ВРУ високої напруги на підставі порівняння не менше двох варіантів за техніко-економічними показниками	49
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури і струмоведучих частин.....	57
2.7.1 Розрахункова схема установки	57
2.7.2 Заступна схема станції	58
2.8 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$	60
2.8 Розрахунок робочих максимальних струмів приєднань та теплових імпульсів	82
3 ВИБІР АПАРАТУРИ	87
3.1 Вибір комутаційної апаратури.....	87
3.2 вибір струмоведучих частин	91
3.2.1 Вибір гнучких шин (збірних шин).....	91
3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	101
3.3.1. Вибір вимірювальних трансформаторів струму	101
3.3.2. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	104
3.4 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	107
3.5 Вибір акумуляторної батареї	108
3.6 Розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ високої напруги	113
4. РОЗРАХУНКИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МІЦНОСТІ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВВОДІВ	118
4.1 Розрахунок електричної міцності вводів	118
4.2 Розрахунок ізоляційного остова	122
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	125
5.1 Визначення кошторисної вартості спорудження проекрованої електростанції.....	125
5.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії.....	127

5.2.1	Визначення величини амортизаційних відрахувань.....	128
5.2.2	Визначення річного фонду заробітної плати	130
5.2.3	Витрати на паливо	132
5.2.4	Інші затрати.....	134
5.2.5	Визначення собівартості відпущеної енергії	134
6	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІ.....	136
6.1	Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	137
6.1.1	Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць	137
6.1.2	Електробезпека	140
6.2	Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	142
6.2.1	Мікроклімат	142
6.2.2	Склад повітря робочої зони.....	142
6.2.3	Виробниче освітлення	143
6.2.4	Виробничий шум	144
6.2.5	Виробнича вібрація.....	145
6.2.6	Фактори умов праці	145
6.3	Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	147
6.3.1	Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії іонізуючого випромінювання	148
6.3.2	Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу	149
6.4	Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії загрозливих чинників НС	152
	ВИСНОВКИ	154
	Література.....	156

ВСТУП

Актуальність теми. В останні роки теплова енергетика зменшила частку виробленої електроенергії в ОЕС України, проте все одно найбільш поширеною галуззю в паливно-енергетичному комплексі на даний час залишається теплова енергетика. КЕС – це теплові електричні станції, які використовують теплову енергію від спалювання корисних копалин. Одним із основних елементів КЕС є котельна установка. У нашому випадку це котел типу К.

На КЕС тепло, яке отримали спалюванням палива, передається у парогенератори водяної пари, пара потрапляє до конденсаційної турбіни. Внутрішня енергія пари перетворюється в турбіні у механічну енергію, а потім електричним генератором в електричний струм. Відпрацьована пара відводиться у конденсатор, звідки конденсат пари насоси перепомпують знов у парогенератор.

КЕС вигідно оснащувати енергоблоками високої потужності (наприклад 440, 600, 800 1000, 1200, 1300, 1400, 1600 МВт). Тоді в них будуть високі техніко-економічні показники. Під час спалювання палива споживається велика кількість кисню, викидається в повітря значна кількість продуктів горіння: летка зола, оксиди карбону, сульфуру та нітрогену, які мають велику хімічну активність, радіоактивні елементи, які містяться у паливі. Також виділяється значна кількість важких металів, зокрема ртуть і свинець.

КЕС дуже сильно забруднює навколишнє середовище, що не дає можливості розміщувати електростанції такого типу неподалік великих міст та промислових центрів.

Метою роботи метою даної дипломної роботи є проектування електричної частини КЕС та дослідження введів конденсаторного типу.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язані такі основні завдання:

- проведено розрахунок графіків електричних навантажень;
- складено структурні та технологічні схеми станції;
- вибір основного обладнання;
- розрахунок заземлення;

Об'єктом дослідження є вводи конденсаторного типу на конденсаційній електричній станції, а **предмет дослідження** - вводи конденсаторного типу.

Практичне значення полягає у результатах розрахунків

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

Апробація результатів МКР. Результати доповідались на науково-практичній on-line конференції здобувачів вищої освіти і молодих учених «Тенденції розвитку технологій в автоматизації, електроенергетиці, приладобудуванні та робототехніці» в Державному університеті «Житомирська політехніка» у 2024 р.

1 АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА

1.1. Конденсаційні електростанції

Тепловою електростанцією називають комплекс споруд та обладнання, в яких тепла енергія органічного палива, що надходить на станцію, перетворюється в електричну енергію, яка передається в енергетичну систему або безпосередньо споживачам. На теплових електростанціях, що називаються теплоелектроцентралями (ТЕЦ), крім електричної енергії, виробляється ще й тепла, яка за допомогою теплотрас передається споживачам й розподіляється між ними.

Конденсаційними електричними станціями (КЕС) називаються теплові електричні станції, призначені тільки для виробництва електроенергії. Головною особливістю конденсаційних електричних станцій є те, що в них забезпечуються умови максимально повного перетворення енергії пари, виробленої у котлі, шляхом максимально можливого розширення її у робочих циліндрах турбіни у механічну енергію обертання ротора-турбогенератора, а потім в електричну енергію.

Для забезпечення максимально повного перетворення енергії пари вихлоп її із турбіни здійснюється у спеціальні теплообмінники, в яких відбувається конденсація відпрацьованої пари й підтримується мінімальний для конкретних температурних умов тиск (вакуум). Такі теплообмінники отримали назву конденсаторів. Захована теплота пароутворення, що виділяється при конденсації, скидається через зовнішній циркуляційний контур у навколишнє середовище (водойму або атмосферу) й безповоротно втрачається. Частка цієї теплоти у загальному балансі паросилової установки досягає 60–65%, що зумовлює відносно низький термічний коефіцієнт корисної дії (к.к.д.) конденсаційних електричних станцій, в основному не перевищуючий 40%.

Для підвищення термічного к.к.д. намагаються максимально підвищити температуру й тиск пари на вході у турбіну, застосувати вторинний перегрів пари, а також знизити частку теплоти, що втрачається у конденсаторі, шляхом

використання захованої теплоти пароутворення недопрацьованої частини пари, відібраної із турбіни, у підігрівачах живильної води системи регенерації [1].

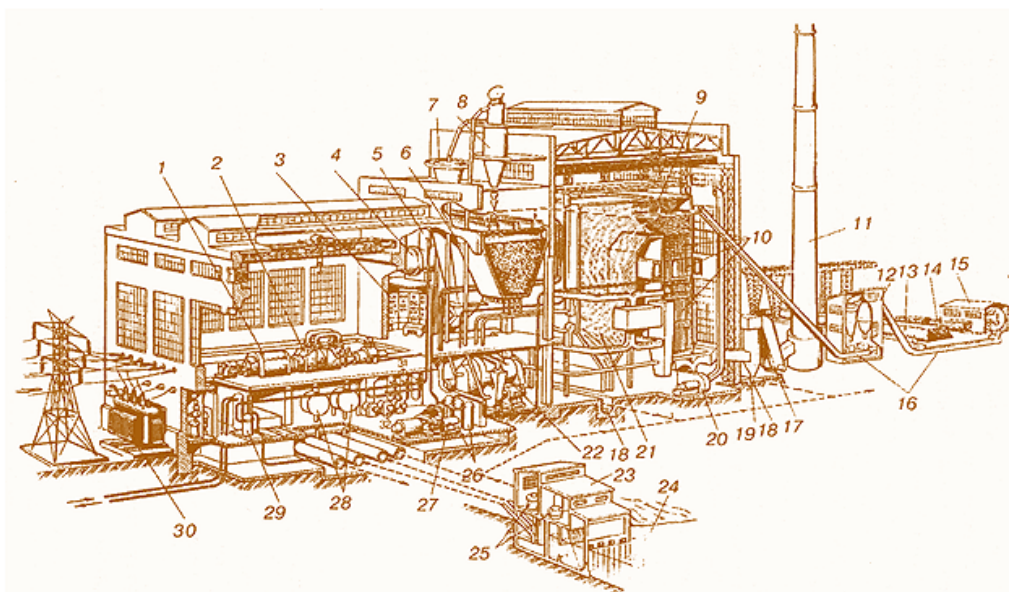


Рисунок. 1.1 – Схема теплової електростанції, яка працює на твердому паливі

На рис. 1.1: 1 – електричний генератор; 2 – парова турбіна; 3 – пульт управління; 4 і 5 – деаератор; 6 – пиловий бункер; 7 – сепаратор; 8 – циклон; 9 – котел; 10 – поверхні нагріву (теплообмінники); 11 – димова труба; 12 – дробильне приміщення; 13 – склад резервного палива; 14 – вагон; 15 – розвантажувальний пристрій; 16 – конвеєр; 17 – димосос; 18 – канал; 19 – золовловлювач; 20 – вентилятор; 21 – топка; 22 – млин; 23 – насосна станція; 24 – джерело води; 25 – циркуляційний насос; 26 – регенеративний підігрівач високого тиску; 27 – живильний насос; 28 – конденсатор; 29 – пристрій хімічного очищення води; 30 – підвищувальний трансформатор; 31 – регенеративний підігрівач низького тиску; 32 – конденсатний насос [1].

Максимальні температура й тиск на КЕС обмежуються жароміцністю й жаростійкістю сталей, що застосовуються у конструкціях пароперегрівачів котла, паропроводів, елементів проточної частини турбіни. Сучасні потужні теплові електростанції працюють при тиску пари на вході у турбіну до 26 МПа та її температурі порядку 540–568°C.

Сучасна конденсаційна електрична станція – це складний технологічний комплекс будівель, споруд та агрегатів з блочною схемою установки обладнання,

за якої блок «котел–турбіна–генератор» є незалежно включеною виробничою одиницею, що самостійно регулюється. Як приклад розглянемо роботу електростанції, що спалює вугілля (рис. 1.1).

Паливо (вугілля), що надходить на ТЕС, вивантажується із вагонів розвантажувальними пристроями і подається через дробильне приміщення конвеєрами в бункер сирого палива або на склад резервного палива. Вугілля розмелюється в млинах. Вугільний пил, пройшовши сепаратор і циклон, із пилових бункерів разом з гарячим повітрям, що подається млиновим вентилятором, надходить в топку котла. Утворені в топці високотемпературні продукти згорання при русі по газоходах нагрівають воду в теплообмінниках (поверхнях нагріву) котла до стану перегрітої пари. Пара, розширюючись в ступенях турбіни, приводить в обертання її ротор й з'єднаний з ним ротор електрогенератора, в якому збуджується електричний струм. Електроенергія, що виробляється, за допомогою підвищувальних трансформаторів перетворюється у струм високої напруги, передається на відкритий розподільчий пристрій (ВРП) і потім в енергосистему.

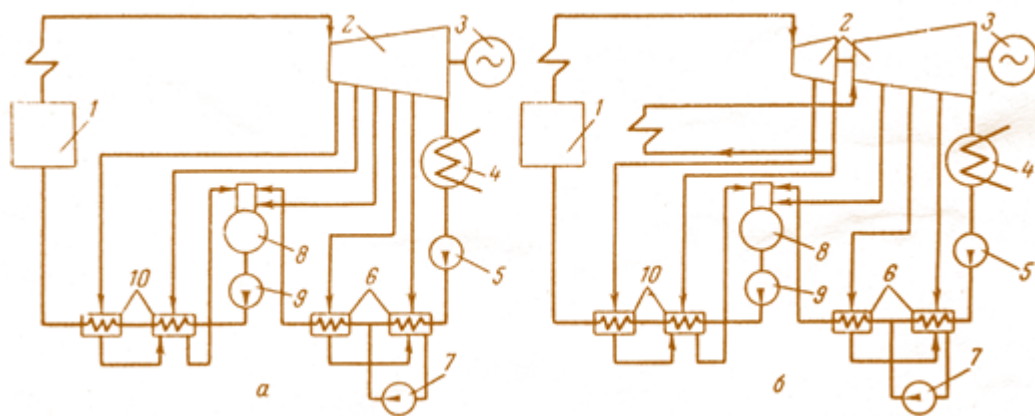


Рисунок. 1.2 – Типові теплові схеми паротурбінних конденсаційних установок на органічному паливі без проміжного перегріву пари (а) і з проміжним перегрівом (б): 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсатний насос; 6 – регенеративний підігрівач; 7 – дренажний насос; 8 – деаератор; 9 – живильний насос; 10 – підігрівачі.

Для забезпечення електроенергією електродвигунів, освітлювальних пристроїв й приладів електростанції використовується розподільчий пристрій власних потреб.

Відпрацьована у турбіні пара надходить в конденсатор. Утворений там конденсат подається конденсатними насосами через регенеративні підігрівачі низького тиску у деаератор. Тут при температурі, близькій до температури насичення, відбувається видалення розчинених у воді газів, які викликають корозію обладнання, й підігрівається вода до температури насичення. Втрати конденсату (витоки через нещільності у трубопроводах станції або у лініях споживачів) компенсуються хімічно очищеною (знесоленою) у спеціальних установках водою, добавленою у деаератор. Деаерована й підігріта живильна вода подається живильними насосами у регенеративні підігрівачі високого тиску, а потім в економайзер котла. Цикл перетворення робочого тіла повторюється.

Пристрої для хімічної обробки додаткової води знаходяться у хімічному цеху. Охолоджуюча вода від джерела технічного водопостачання подається у конденсатор циркуляційними насосами, розташованими в насосній станції. Підігріта охолоджуюча вода (циркуляційна) скидається у систему охолодження або в природну водойму на деякій відстані від місця забирання, достатній для того, щоб підігріта вода не підмішувалась до забраної. У схемах може бути передбачена невелика сітьова підготовча установка для теплофікації електростанції й прилеглого селища. До сітьових підігрівачів такої установки пара поступає із відборів турбіни.

Гази, що утворюються при спалюванні палива у котлі, проходять послідовно топкову камеру, поверхні пароперегрівача й водяного економайзера, де віддають теплоту робочому тілу, а у повітропідігрівачі – повітрю, що подається у паровий котел.

Повітря, необхідне для горіння, подається у повітропідігрівачі парового котла дуттьовим вентилятором. Забір повітря здійснюється із верхньої частини котельного відділення або ззовні. Контроль та управління роботою теплової станції здійснюється з пульта управління.

На рис. 1.2, а і 1.2, б представлені типові теплові схеми паротурбінних конденсаційних установок на органічному паливі. На рис. 1.2, а показаний простіший варіант теплової схеми КЕС малої потужності, коли підвід теплоти у циклі здійснюється тільки при генерації пари й підігріві її до вибраної температури перегріву. Теплова схема на рис. 1.2, б характерна для потужних блочних електростанцій, де нарівні з передачею теплоти гострій парі теплота підводиться до пари й після того, як вона відпрацювала у циліндрі високого тиску турбіни.

Першу схему називають схемою без проміжного перегріву, другу – з проміжним перегрівом пари. Теплова ефективність другої схеми вища при одних і тих же початкових та кінцевих параметрах пари. Однак доцільність застосування проміжного перегріву в установках різної потужності повинна визначатись техніко-економічним розрахунком, оскільки це пов'язано зі збільшенням металоємкості й вартості обладнання. У світовій практиці зустрічаються схеми із подвійним проміжним перегрівом пари.

У даний час в експлуатації на території України знаходяться в основному блоки потужністю 200 МВт, які працюють на початкових параметрах пари 12,7 МПа, 540°C та блоки потужністю 300 і 800 МВт з параметрами 23,5 МПа, 545°C.

На блоках потужністю 200 МВт використовуються живильні насоси з електроприводом, а на потужніших, починаючи з 300 МВт – живильні турбонасоси (живильні електронасоси застосовуються як резервні). Блоки з турбіною К-300-240 оснащені одним живильним насосом з привідною турбіною із протитиском, а на блоці з турбіною К-800-240 встановлені дві привідні турбіни з власними конденсаторами. Потужність електроприводу на блоках з турбінами К-200-130 складає близько 2% потужності блоку. Потужність турбоприводу з турбіною К-300-240 – 9,0 МВт, а дві привідні турбіни, встановлені на блоці потужністю 800 МВт, розвивають при номінальному навантаженні блоку потужність близько 27 МВт.

Головні схеми електричних з'єднань ТЕС вибираються на основі схеми приєднання і видачі потужності в енергосистему з урахуванням загальної й

одиничної потужності встановлюваних агрегатів. При їх розробці враховуються наступні вихідні дані:

- напруги, на яких видається електроенергія ТЕС, графіки навантажень, схеми мереж та число ліній, які відходять від електростанцій, розмір потоків обмінної потужності;
- струми короткого замикання для кожного із розподільчих пристроїв (РП) підвищених напруг, вимоги до схеми з'єднань щодо стійкості паралельної роботи, вимоги до регулювання напруг на РП, необхідність установки шунтуючих реакторів;
- значення найбільшої потужності, яка витрачається при пошкодженні будь-якого вимикача;
- застосування на ТЕС не більше двох підвищених напруг, а також можливість застосування двох розподільчих пристроїв однієї напруги з паралельною роботою цих РП через районні мережі;
- можливість виділення частини власних потреб ТЕС на живлення від ізолюваного джерела при системних аваріях [2].

На ТЕС, які мають розподільчі пристрої генераторної напруги, сумарна потужність трансформаторів, що зв'язують ці РП з РП підвищеної напруги, повинна забезпечувати видачу в мережу підвищеної напруги всієї активної й реактивної потужності з врахуванням власних потреб з урахуванням річного графіку споживання електроенергії, теплоти і в аварійних режимах.

Для обмеження струмів короткого замикання при розподілі електроенергії на генераторній напрузі застосовуються здвоєні реактори. Для РП з реактивованими лініями, як правило, використовуються схеми шини–вимикач–реактор–вимикач–реактор–лінія.

Кожний генератор потужністю 300 МВт й вище приєднаний на стороні підвищеної напруги через окремі трансформатори (попарно приєднані два блока на стороні підвищеної напруги або приєднано два генератори до одного трансформатора з розщепленою обмоткою). При цьому між кожним генератором й трансформатором встановлені вимикачі.

Для РП з числом приєднань не більше чотирьох застосовуються схеми трикутника, чотирикутника, мостика. Для РП з великим числом приєднань при напрузі 330–750 кВ і вище застосовуються схеми:

- блочні (генератор–трансформатор– ВЛ–РП понижувальної підстанції);
- з двома системами шин (СШ), з чотирма вимикачами на три ланцюги (схема «4/3»);
- з двома системами шин, з трьома вимикачами на два ланцюги (схема «3/2» полуторна);
- блочні схеми генератор–трансформатор–лінія (ГТЛ) зі зрівнювально-обхідним багатокутником;
- схема з одним або двома багатокутниками із числом приєднань до кожного багатокутника до шести включно, об'єднаними двома перемичками із вимикачами в перемичках [2].

РП генераторної напруги виконується з однією системою шин, із застосуванням КРП й групових здвоєних реакторів для живлення споживачів.

Видача потужності сучасних великих ТЕС з блоками 500, 800, 1000, 1200 МВт здійснюється на напрузі 220, 330, 500, 750 кВ та вище.

На рис. 1.3 показана схема електричних з'єднань ТЕС із вісьмома блоками по 300 МВт й установленням блоку 1200 МВт при розширенні. Блоки 1, 2, 3 видають електроенергію в РП 220 кВ, виконаний за схемою із двома робочими й обхідною системами шин. У процесі розвитку електростанції при збільшенні числа приєднань до шин 220 кВ одна система шин секціонується. Блок 4 з автотрансформатором пов'язує РП 220 кВ і 500 кВ. Об'єднані блоки 6, 5 і 7, 8 видають електроенергію у РП 500 кВ, виконаний за схемою шестикутника, а при розвитку й установленні блоку 1200 МВт – за схемою «3/2» вимикача на приєднання (на малюнку розширення схеми показано пунктиром).

Для ТЕЦ широко застосовувалась схема електричних з'єднань з двома системами шин на стороні генераторної й вищої напруги.

Ріст одиничної потужності турбогенераторів, які застосовуються на ТЕЦ (120, 250 МВт), привів до широкого розповсюдження блочних схем електричних з'єднань. На схемі, зображеній на мал. рис. 1.4, споживачі напруги 6–10 кВ

отримують живлення реактивованими відпайками від генераторів Г1, Г2, більш віддалені споживачі живляться через підстанції глибокого вводу від шин 110 кВ. Паралельна робота генераторів, яка проводиться на високій напрузі, зменшує струм короткого замикання на стороні 6–10 кВ. Споживчий КРП має дві секції з автоматичним включенням резерву (АВР) на секційному вимикачі. У ланцюгах генераторів для більшої надійності електропостачання установлені вимикачі В1, В2. Трансформатори зв'язку Т1, Т2 повинні бути розраховані на видачу всієї надлишкової активної й реактивної потужності й обов'язково забезпечені РПН. На трансформаторах блоків Г3, Г4 також може бути передбачений пристрій РПН (показано пунктиром), який дозволяє забезпечити відповідний рівень напруги на шинах 110 кВ при видачі резервної реактивної потужності ТЕЦ, працюючої за тепловим графіком. Наявність РПН у цих трансформаторів дозволяє зменшити коливання напруги в установках власних потреб [].

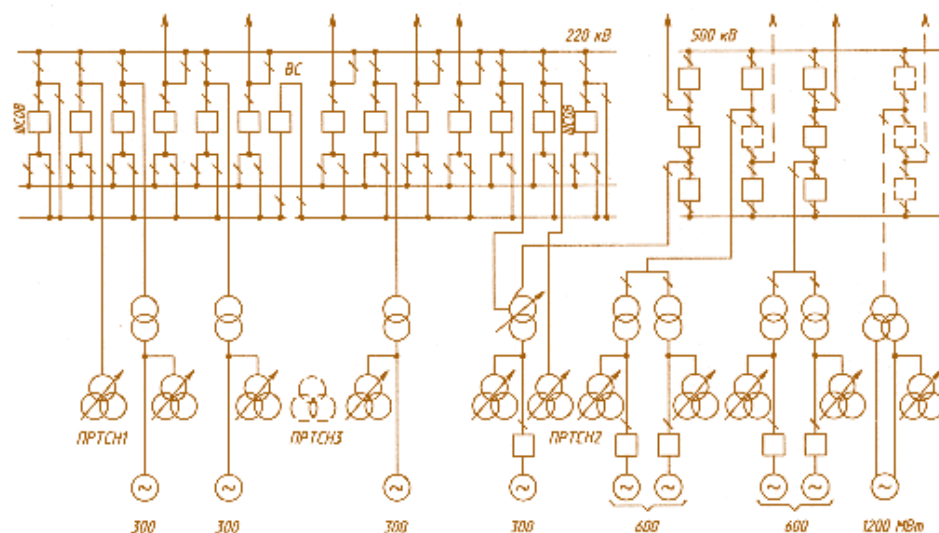


Рисунок. 1.3 – Схема електричних з'єднань ТЕС із вісьмома блоками по 300 МВт та установленням блоку 1200 МВт

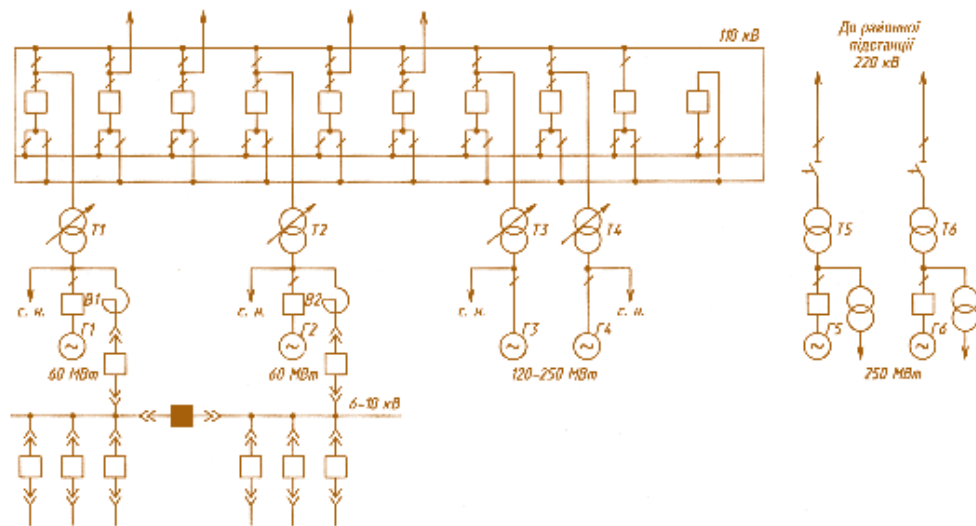


Рисунок. 1.4 – Схема електричних з'єднань блочної ТЕЦ

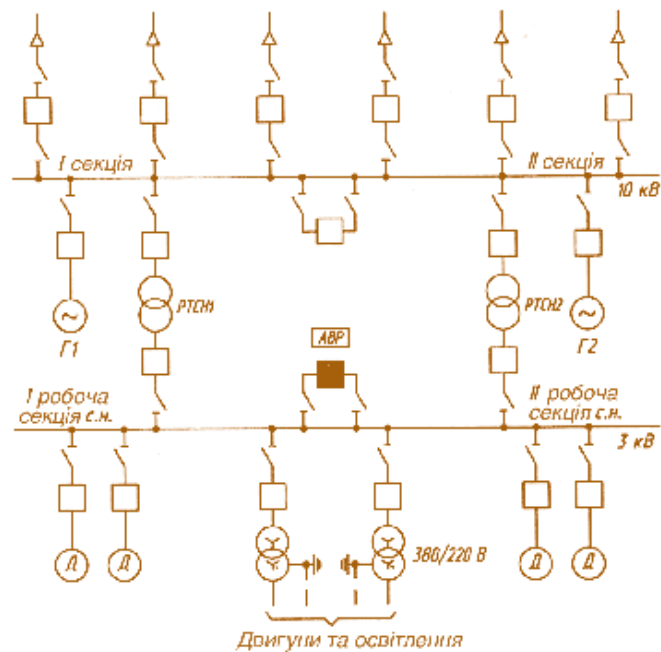


Рисунок. 1.5 – Принципова схема електричних з'єднань живлення власних потреб ТЕЦ від шин генераторної напруги (неявно виражене резервування)

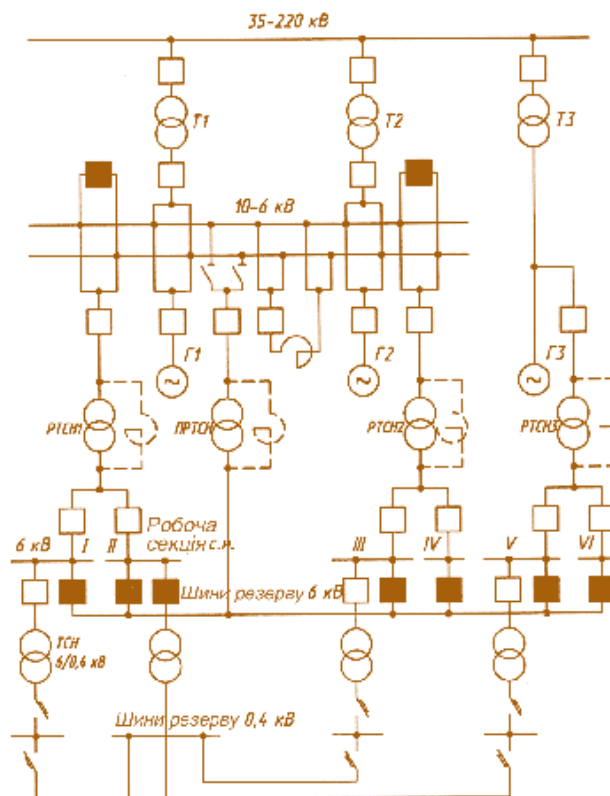


Рисунок. 1.6 – Схема електричних з'єднань живлення власних потреб ТЕЦ (явно виражене резервування)

1.2. Вводи конденсаторного типу

Високовольтні вводи відносяться до класу прохідних ізоляторів, призначення яких є подача високої напруги всередину металевих баків високовольтних силових трансформаторів, реакторів, вимикачів та іншого обладнання, а також для введення напруги всередину будівель та споруд підстанцій, розподільчих пристроїв закритого типу.

Вводи з паперово-масляною ізоляцією випускаються на напруги від 110 до 1150 кВ. Для найбільш широко використовуваних в нашій країні вводів існують типові умовні позначення. Вони несуть інформацію про тип вводу. В залежності від літер і цифр умовні позначення вказують на таке:

Для маркування вводів використовують такі позначення [1]:

Г – герметичний;

М – із масляним просоченням (Т-з твердим просоченням);

Т – для трансформаторів та реакторів (В – для вимикачів, Р – для спеціальних реакторів, Л – лінійний);

П – з вимірювальним конденсатором, призначеним для підключення ПВН;

А – з нормальною зовнішньою ізоляцією (Б – з підсиленою);

45 – допустимий кут нахилу до вертикалі, град.;

Х – клас напруги;

XX – номінальний струм, А;

У1 – виконання та категорія розташування.

За видом зовнішньої ізоляції вводи поділяють на вводи з нормальною та підсиленою зовнішньою ізоляцією. В останньому випадку верхня покрішка вводу має більш розвинену поверхню у виступаючих ребрах. При цьому значно зростає довжина шляху витoku струму по поверхні порцелянової покрішки. Вводи з підсиленою зовнішньою ізоляцією використовуються в районах із забрудненою атмосферою. За видом зовнішньої ізоляції вводи поділяються залежно від ступеня забруднення навколишнього середовища). За видом внутрішньої ізоляції ВВ поділяють на вводи: з паперово-масляною ізоляцією; з твердою ізоляцією; з маслобар'єрною ізоляцією; з елегазовою ізоляцією. За номінальною напругою вводи поділяють на вводи для таких класів напруги: 20, 24, 35, 66, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ. За номінальним струмом, на який розраховані вводи, їх поділяють на вводи для таких номінальних струмів: 150, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 6300, 8000, 14000, 18000, 20000 А. За кліматичним виконанням вводи поділяють на вводи для експлуатації в районах:

- з помірним кліматом (У);
- з холодним кліматом (ХЛ);
- з помірним і холодним кліматом (УХЛ);
- з тропічним кліматом (Т);
- з вологим тропічним кліматом (ТВ);
- загальнокліматичного виконання (О).

Високовольтні вводи на напруги 35 кВ та вище виготовляються з внутрішньою ізоляцією конденсаторного типу. Залежно від конструкції

внутрішньої ізоляції високовольтні вводи конденсаторного типу поділяють на маслбар'єрні, паперово-масляні та вводи з твердої (паперово-бакелітової) ізоляції. Остов вводу з паперово-бакелітовою ізоляцією виготовляють намотуванням лакованого з одного боку паперу товщиною 0,06 мм на струмоведучий мідний стрижень або струмоведучу трубу в гарячому стані при температурі 160 ... 185 °С. Під час намотування паперовий циліндр обтискується гарячими вальцями. Через певні проміжки ізоляції в неї закладають вирівнювальні обкладки з алюмінієвої фольги товщиною 8 мкм. Потім ізоляційний остов проходить термічну обробку. Кінці остова обточують, а поверхню лакують. У зв'язку з високою гігроскопічністю паперу паперово-бакелітові ізолятори здебільшого застосовують в обладнанні, розміщеному в приміщеннях. Якщо ізолятори такого типу планують використовувати для зовнішньої установки, то їх розміщують у фарфорових покришках, а простір між покришкою та ізоляційним остовом заливають спеціальною мастикою або ізоляційним маслом. Якщо нижня частина ізолятора працює в маслі (наприклад, коли ізолятор розміщений на кришці бака трансформатора, залитого ізоляційним маслом), то нижньої фарфорової покришки не передбачено. Конструкцію вводу на 35 кВ показано на рис. 1.7. На теперішній час такі вводи з твердою ізоляцією виготовляються на робочі напруги до 400 кВ та поділяються на три типи: - RBP-ізоляція (Resin Bounded Paper) – папір склеєний смолою; - RIP- ізоляція (Resin Impregnated Paper) – папір просочений смолою. Цей тип ізоляції прийшов на заміну ізоляції типу RBP. Як і ізоляція RBP, RIP ізоляція схильна до зволоження, але в меншій мірі; - RIN - ізоляція (Resin Impregnated Nonwoven) мають теж твердий остов, який виготовляють за технологією RIP-ізоляції, але замість паперу (Paper) у якості основи застосовують полімерний нетканий матеріал (Nonwoven), який має достатню здатність до просочення електроізоляційною смолою, та має добрі вологовідштовхувальні властивості.

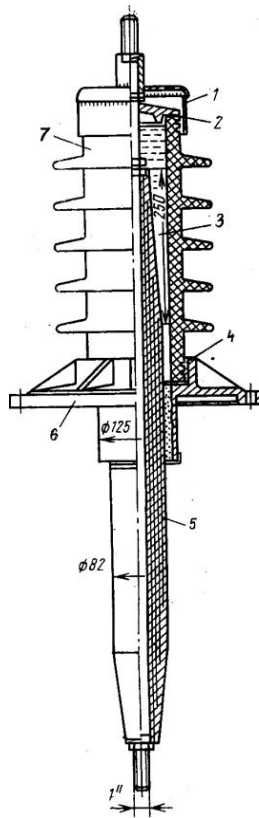


Рисунок 1.7 – Ввод на напругу 35 кВ для зовнішньої установки з паперово-бакелітовою ізоляцією

На рис.1.7: 1 – ковпак дощовий; 2 – чавунна заглушка; 3 – мастика; 4 – цементне кріплення; 5 – ізоляційний остов; 6 – опорний фланець; 7 – фарфорова покришка.

Паперово-бакелітові вводи прості у виготовленні, компактні, механічно міцні. До їх недоліків слід віднести гігроскопічність ізоляції, внаслідок чого вона може зволожуватися, незважаючи на покриття поверхні остова лаками. Виготовляючи паперово-бакелітовий остов, товщину прошарку між конденсаторними обкладками беруть 2...4 мм.

Кількість прошарків визначають розрахунком, що орієнтовно становить 6...11 при напрузі 35 кВ, 20...30 при 110 кВ і 30...40 при 150...220 кВ. До 1950 р. єдиним типом вводів, що застосовувалися при напрузі 110...220 кВ, були вводи з маслбар'єрною ізоляцією. Конструкцію вводів із маслбар'єрною ізоляцією показано на рис. 1.2 Основною ізоляцією в цих вводах є трансформаторне масло, розділене паперово-бакелітовими циліндрами, що містять вирівнювальні

обкладки з мідної або алюмінієвої фольги товщиною 0,01...0,15 мм з паперовим покриттям товщиною близько 3 мм.

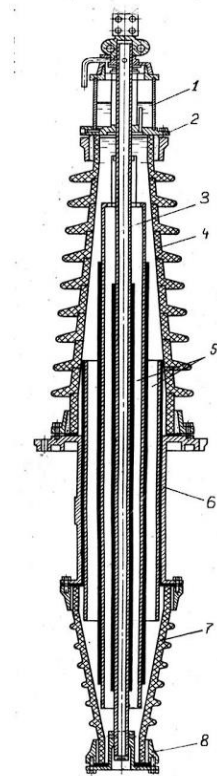


Рисунок 1.8 – Ввід з маслобар'єрною ізоляцією на напругу 220 кВ для масляних вимикачів

На рис. 1.8: 1 – масло розширювач; 2 – верхній фланець; 3 – струмоведучий стрижень; 4 – покришка фарфорова верхня; 5 – внутрішня ізоляція (паперово-бакелітові циліндри та масляні проміжки); 6 – середній фланець; 7 – покришка фарфорова нижня; 8 – нижній фланець.

Проміжок між циліндрами забезпечується дистанційними рейками з дерева (дуба, бука) або пластмаси. Вводи з маслобар'єрною ізоляцією характеризуються високою надійністю, але мають великі габарити через порівняно слабе регулювання електричного поля (кількість вирівнювальних обкладок дорівнює 8 при номінальній напрузі 220 кВ) та невисоку електричну міцність маслобар'єрної ізоляції.

Покришки (верхня 4 та нижня 7) можуть кріпитися до з'єднувальної втулки 6 (рис.1.8) трьома способами: безфланцевим, механічним або фланцевим. У вводах з паперово-масляною ізоляцією напругою до 220 кВ використовується безфланцеве кріплення (рис. 1.9 а,б). Верхня та нижня покришки опираються на

з'єднувальну втулку прохідного ізолятора 6 (рис.1.8) та стискаються за допомогою пружини 5 (рис.1.9 а). Зокрема, для вводу 220 кВ осьове стискання здійснюється за допомогою болта 4, закріпленого на струмопровідному стрижні (трубі) 6 пружиною (пружинами) 5. Через корпус 2 зусилля стиснутих пружин передається на верхню фарфорову покришку 1 (рис.1.9 б). Нижня фарфорова покришка кріпиться до струмопровідного стрижня (труби) 6 жорстко за допомогою стягуючої гайки. У вводах старого типу фарфорові покришки кріпилися до з'єднувальної втулки механічним чином за допомогою фланців на болтах, як показано рис.1.9 в. Сам фланець кріпився до ізолятора 1 цементно-піщаним розчином 2, а до з'єднувальної втулки 5 – болтами (не показані). Для запобігання витоку масла з'єднання ущільнювалось резиною прокладкою 4.

Останнім часом для вводів 330-750 кВ застосовують безпосереднє механічне з'єднання фарфорової покришки із втулкою за допомогою ущільнювальних кілець (рис.1.9 г). Верхня фарфорова покришка 1 кріпиться до фланця 7 за допомогою кілець 5 та болтів 6. Розрізне кільце 3 дозволяє зафіксувати покришку за допомогою кільця, яке має більший діаметр ніж виступ на фарфоровій покришці. Для захисту фарфору від пошкодження металевими кільцями застосовують полімерні або картонні прокладки 4, а для герметизації з'єднання – резинову прокладку 9.

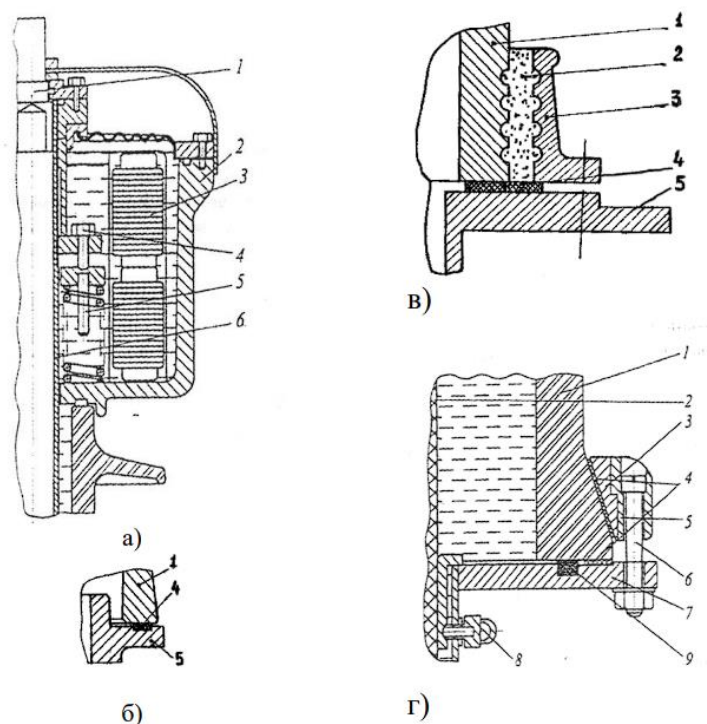


Рисунок 1.9 – Способи з'єднання фарфорових покришок маслонаповнених вводів зі з'єднувальною втулкою: а, б – безфланцеве; в – механічне; г – фланцеве

Для забезпечення соосносці остова, з'єднувальної втулки та фарфорової покришки використовується вузол центрування 8. Компенсація теплового розширення фарфора та металу забезпечує компенсаційна пружина, яка встановлюється під кожухом верхнього фланця. Нижня фарфорова покришка кріпиться до з'єднувальної втулки аналогічним чином за допомогою ущільнювальних кілець. Натеper найпоширенішим типом вводів є вводи з паперово-масляною ізоляцією. Ізоляційний остов такого вводу виконують намотуванням стрічок кабельного паперу марки К-120 товщиною 120 мкм, шириною 100...150 мм або безпосередньо на струмоведучий стрижень (струмоведучу трубу), або на паперово бакелітовий циліндр. Папір накладають по спіралі з перекриттям наступним шаром половини попереднього. У тілі остова концентрично розташовані вирівнювальні обкладки з перфорованої алюмінієвої фольги товщиною 0,01 мм. Кількість вирівнювальних обкладок визначають розрахунками (див. нижче), що становить орієнтовно 20 при напрузі 110 кВ і 90 при напрузі 500 кВ. Конструкцію вводу з паперово-масляною ізоляцією показано на рис. 1.4. У верхній частині вводу до фланця на спеціальному піддоні кріпиться маслорозширювач 1, обладнаний показчиком рівня масла 2. Для захисту масла від зволоження розширювач можна обладнувати гідравлічним затвором, який усуває контакт ізоляційного масла вводу з навколишнім середовищем. У затворі використовується трансформаторне масло, що не контактує з маслом вводу. У з'єднувальній втулці є масловідбірний пристрій (рис. 2.5) а також вивід для вимірювання $\tan \delta$ і ємності вводу (рис. 2.6). Цей вивід з'єднується з мідним гнучким провідником, припаяним до поясу з мідної фольги шириною 50 мм і товщиною 0,1...0,15 мм, накладеному на останню обкладку.

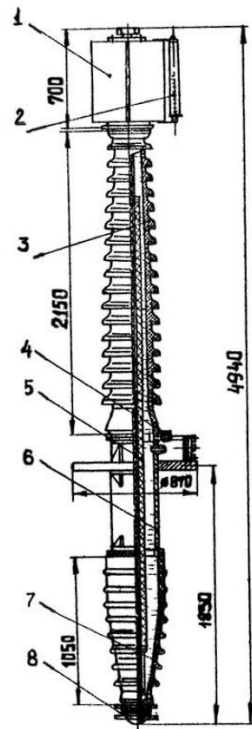


Рисунок 1.10 – Високовольтний ввід конденсаторного типу на напругу 220 кВ з паперово-масляною ізоляцією

На рис. 1.10: 1 – кожух розширювача; 2 – показчик рівня масла; 3 – покриття верхня; 4 – вимірювальний вивід; 5 – острів ізоляційний; 6 – втулка з'єднувальна; 7 – покриття нижня; 8 – контактний наконечник

Герметичні вводи на напругу 110 кВ та вище зазвичай мають масловідбірний пристрій для можливості відбору масла та проведення його аналізу з метою контролю якості як ізолюючого середовища (рис.1.11). Штуцер 3 розміщується на з'єднувальній втулці та сполучається пластмасовою трубкою 1, яка прокладе на всередині нижньої фарфорової покриття до її нижньої точки. При викручуванні пробки 4 масло поступає у пробовідбірну ємність.

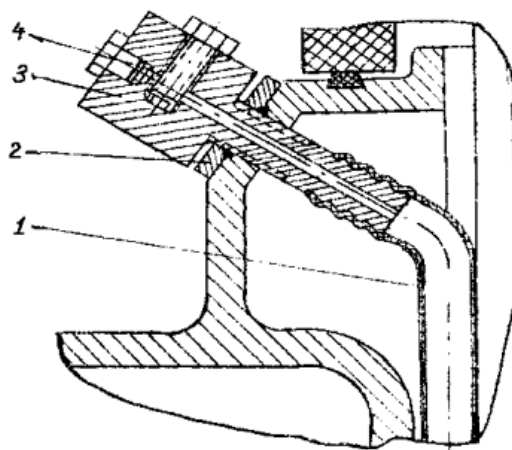


Рисунок 1.11 – Масловідбірний пристрій

На рис. 1.11: 1 – пластмасова трубка; 2 – контргайка; 3 – штуцер; 4 – пробка

У конденсаторних вводах високої напруги з метою відбору напруги та контролю стану внутрішньої ізоляції передбачені спеціальні вимірювальні виводи. Причому вивід від передостанньої обкладки конденсаторного вводу призначений для вимірювання напруги (вивід ПВН), а вивід від останньої обкладки - для вимірювання внутрішньої ізоляції. Верхній кінець цього послідовного ланцюга конденсаторів підключений до високого потенціалу - провідного стрижня, а нижній кінець з'єднаний з корпусом бака трансформатора. Від останньої обкладки, перед корпусом трансформатора, зроблено спеціальний вивід, який на рисунку 1.12,а позначений ТТ. У літературі цей вивід називається «Test Tap», тобто вивід за допомогою якого проводяться вимірювання параметрів ізоляції вводу, згідно з загальноприйнятою термінологією «вимірювальні тести». Під час роботи вводу цей вивід має бути завжди заземлений. У вітчизняній літературі його просто називають «вимірювальний вивід», іноді називаючи просто «ПВН», що не зовсім правильно. Конструкція виводу представлена на рис.1.12,б.

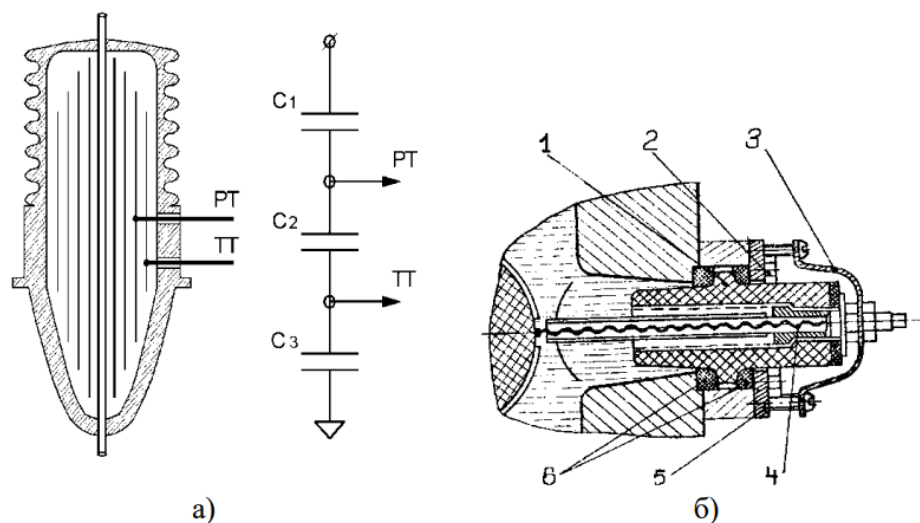


Рисунок 1.12 – Вивід для вимірювання $\text{tg} \delta$ і ємності ізоляції вводу

На рис. 1.12: 1 – фарфоровий вивід; 2 – болти кріплення до фланця з'єднувальної втулки; 3 – ковпачок; 4 – мідний гнучкий провід; 5 – натискувальна плита; 6 – прокладка.

2 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КЕС

2.1 Техніко економічне обґрунтування

Виробництво електроенергії в об'єднаній енергосистемі України (ОЕСУ), за оперативними даними, у 2017 році зросло на 0,4% порівняно з 2016 роком. У минулому році атомні електростанції збільшили виробництво електроенергії на 5,7%, досягнувши 85,576 млрд кВт год. Водночас теплові електростанції (ТЕС) і теплоелектроцентралі (ТЕЦ) зменшили виробництво на 9,2%, до 55,841 млрд кВт год.

Частка АЕС у структурі виробництва електроенергії склала 55,06% (у 2016 році – 52,29%), тоді як частка ТЕС і ТЕЦ знизилася до 35,93% (у 2016 році – 39,72%). ГЕС і ГАЕС збільшили свою частку до 6,8% (у 2016 році – 6,01%). Виробництво електроенергії на ТЕС і ТЕЦ зменшується щороку, як і їхня частка в загальному обсязі виробленої в ОЕСУ енергії. Це зумовлено високою

собівартістю електроенергії на таких станціях, складнощами з доставкою палива та зростанням частки нетрадиційних джерел енергії.

Хоча альтернативні джерела енергії до цього часу не робили суттєвого внеску в енергозабезпечення країни, їхня частка щороку зростає в середньому на 0,5% завдяки стимулюванню цього напрямку. Ці обставини необхідно враховувати при розгляді перспектив розвитку теплової енергетики.

Успішний капітальний ремонт та забезпечення надійної і безпечної експлуатації існуючого парку енергетичного обладнання можливі лише за умови значної фінансової підтримки. Технічний ресурс більшості агрегатів на ТЕС вичерпаний, а початкові терміни експлуатації давно минули. На сьогодні економічно доцільніше будувати нові електростанції такого типу, ніж ремонтувати старі.

2.2 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режим роботи електростанцій визначається графіками електричних навантажень обслуговуваного району. Потужність електростанцій має забезпечувати покриття навантажень з урахуванням втрат енергії під час її передачі від місця виробництва до місця споживання та витрат на власні потреби станції.

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності системи $P_{c\max}$ та району $P_{p\max}$.

Наведемо приклад розрахунку для часовго інтервалу "8-10" і літнього періоду для місцевого району. Розрахунки для всіх інших часових інтервалів і сезонів проводяться аналогічним чином. Всі розрахункові дані заносимо в таблицю 2.1

$$P_{pt} = (P'_{pt} \cdot P_{pmax}) / 100; \quad (2.1)$$

$$P_{ct} = (P'_{ct} \cdot P_{cmax}) / 100; \quad (2.2)$$

де P_{cmax} , P_{pmax} - максимальне навантаження відповідно місцевого району та системи;

P'_{pt} , P'_{ct} - навантаження відповідно місцевого району та системи, %

$$P_{pt} = (100 \cdot 450) / 100 = 450 \text{ (МВт)};$$

$$P_{ct} = (100 \cdot 800) / 100 = 800 \text{ (МВт)}.$$

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, та змінні ΔP_2 , що пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

а) в мережах місцевого району $\Delta P'_1 = (0,01-0,015)$; $\Delta P'_2 = (0,06-0,08)$;

б) в мережах системи $\Delta P''_1 = (0,02-0,03)$; $\Delta P''_2 = (0,14-0,16)$.

Приймаємо $\Delta P'_1 = 0,01$; $\Delta P'_2 = 0,06$; $\Delta P''_1 = 0,02$; $\Delta P''_2 = 0,14$.

Постійні втрати в мережах м. р.:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{pmax}; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 450 = 4,5 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати в мережах С:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{cmax}; \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 800 = 16 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в мережах м. р.:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{pmax}}; \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{450^2}{450} = 27 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в мережах С:

$$\Delta P_{2c} = \Delta P_2'' \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{cmax}} ; \quad (2.6)$$

$$\Delta P_{2c} = 0,14 \cdot \frac{800^2}{800} = 112 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

$$P_{рвід} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} ; \quad (2.7)$$

$$P_{рвід} = 450 + 4,5 + 27 = 481,5 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{свід} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} ; \quad (2.8)$$

$$P_{свід} = 800 + 16 + 112 = 928 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{відt} = P_{рвід} + P_{свід} ; \quad (2.9)$$

$$P_{відt} = 481,5 + 928 = 1409,5 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{вп.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{від.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{вп} \cdot P_{від \max}}{100} ; \quad (2.10)$$

$$P_{вп.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1409,5}{1600} \right) \cdot \frac{7 \cdot 1409,5}{100} = 91,62 \text{ (МВт)};$$

де $P_{вст} = 1600$ (МВт) - встановлена потужність станції, приведена в завданні;

$P'_{вп} = 7\%$ - максимальне навантаження власних потреб, %, відносно встановленої потужності електростанції по [таблиця 2.2];

Потужність, що виробляється генераторами:

$$P_{\text{вир}} = P_{\text{від.т}} + P_{\text{вп.т}} ; \quad (2.11)$$

$$P_{\text{вир}} = 1409,5 + 91,62 = 1501,12 \text{ (МВт)}.$$

За цим алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимового та літнього днів, а також річний графік за тривалістю навантаження. Дані зводяться в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Добові графіки навантажень станції

Складові витрат потужності	Пора року	Години доби							
		0-6	6-8	8-10	10-12	12-17	17-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого р-ну, %	зима	95	95	100	95	100	95	95	95
	літо	90	90	95	90	95	90	90	90
Навантаження місцевого р-ну, МВт	зима	427,5	427,5	450	427,5	450	427,5	427,5	427,5
	літо	405	405	427,5	405	427,5	405	405	405
Постійні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
	літо	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Змінні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	24,37	24,37	27	24,37	27	24,37	24,37	24,37
	літо	21,87	21,87	24,37	21,87	24,37	21,87	21,87	21,87
Потужність, що видається до місцевого району, МВт	зима	456,37	456,37	481,50	456,37	481,5	456,37	456,37	456,37
	літо	431,37	431,37	456,37	431,37	456,37	431,37	431,37	431,37
Навантаження системи, %	зима	60	70	100	80	75	85	90	60
	літо	55	65	95	75	70	80	85	55
Навантаження системи, МВт	зима	480	560	800	640	600	680	720	480
	літо	440	520	760	600	560	640	680	440

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	16	16	16	16	16	16	16	16
	літо	16	16	16	16	16	16	16	16
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	40,32	54,88	112,00	71,68	63,00	80,92	90,72	40,32
	літо	33,88	47,32	101,08	63,00	54,88	71,68	80,92	33,88
Потужність, що видається до системи, МВт	зима	536,32	630,88	928,00	727,68	679,00	776,92	826,76	536,32
	літо	489,88	583,32	877,08	679,00	630,88	727,68	776,92	489,88
Сумарна потужність, що видається з шин станції, МВт	зима	992,69	1087,25	1409,50	1184,05	1160,50	1233,29	1283,09	992,69
	літо	921,25	1014,69	1333,45	1110,37	1087,25	1159,05	1208,29	921,25
Витрати на власні потреби станції, МВт	зима	76,19	79,69	91,62	83,28	82,40	85,10	86,94	76,19
	літо	73,55	77,01	88,80	80,55	79,69	82,35	84,17	73,55
Потужність, що виробляється генераторами, МВт	зима	1068,88	1166,94	1501,12	1267,32	1242,90	1318,38	1370,03	1068,88
	літо	994,80	1091,70	1422,25	1190,92	1166,94	1241,40	1292,46	994,80

На основі розрахунків будуюмо графіки навантажень, беручи до уваги тривалість зимового періоду в 183 дні, а літнього – 182 дні.

Використовуючи річний графік тривалості, розраховуємо техніко-економічні показники роботи станції.

1) Максимальне навантаження станції :

$$P_{\max} = 1501,12 \text{ (МВт)} .$$

2) Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир } i} t_i ; \quad (2.12)$$

$$\begin{aligned}
E_p &= \left[6 \cdot 1068,88 + 5 \cdot 1242,90 + 4 \cdot (1068,88) + 2 \cdot (1166,88 + 1501,12 + \right. \\
&\quad \left. + 1267,32 + 1370,03) + 1318,38 \right] \cdot 183 + \\
&\quad + \left[6 \cdot 994,8 + 5 \cdot 1166,94 + 4 \cdot (994,8) + 2 \cdot (1091,70 + 1422,25 + \right. \\
&\quad \left. + 1190,92 + 1292,46) + 1241,40 \right] \cdot 182 = \\
&= 1,019 \cdot 10^7 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.
\end{aligned}$$

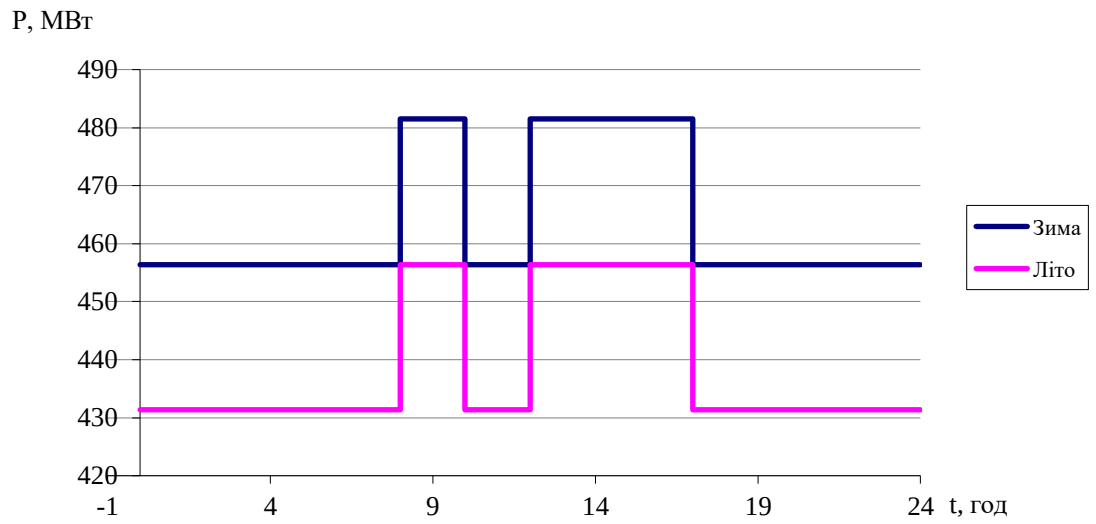


Рисунок 2.1 – Потужність, що видається з шин станції в місцевий район

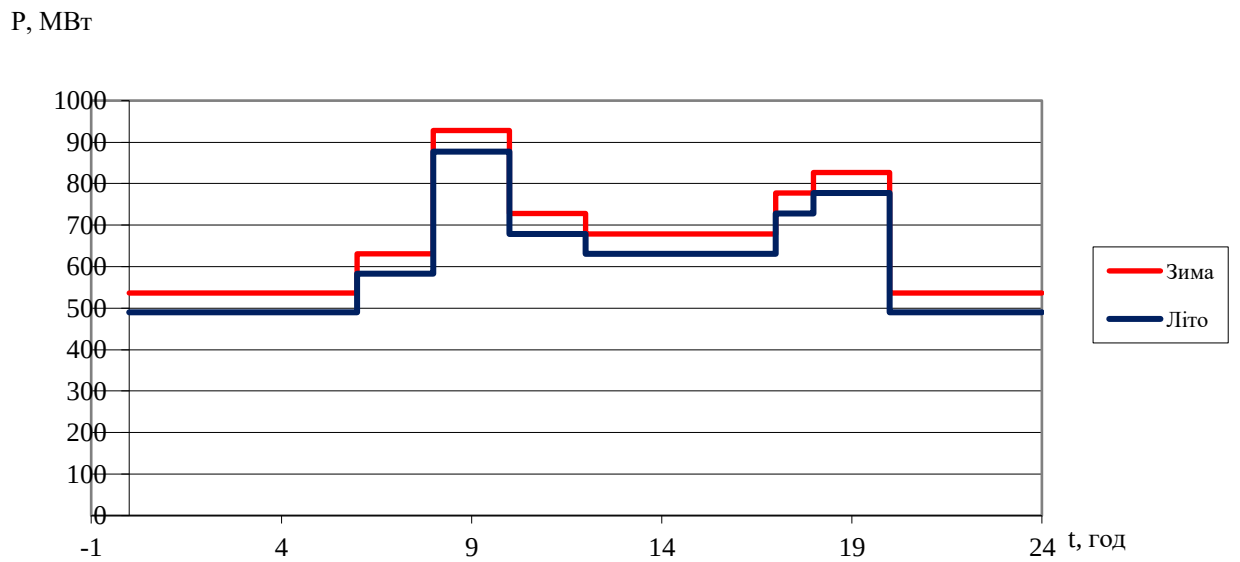


Рисунок 2.2 – Потужність, що видається з шин станції в систему

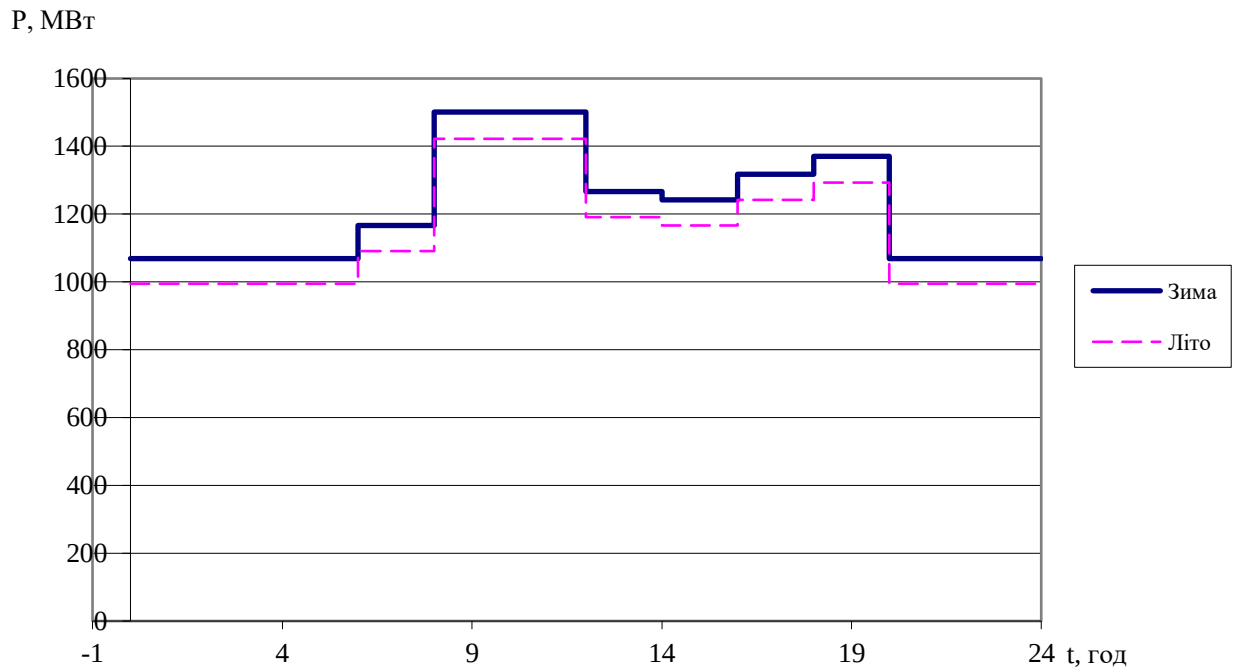


Рисунок 2.3 – Потужність, що виробляється генераторами електричної станції

3) Середнє навантаження станції:

$$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{T}; \quad (2.13)$$

$$P_{\text{cp}} = \frac{1,019 \cdot 10^7}{8760} = 1163,6 \text{ (МВт)}.$$

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка навантаження

1501,12	366	366	2	183
1422,25	730	364	2	182
1370,03	1096	366	2	183
1318,38	1279	183	1	183
1292,46	2556	364	2	182
1267,32	2920	366	2	183
1241,40	3286	182	1	182
1242,90	4018	915	5	183
1190,92	4382	364	2	182
1166,94	5110	366	2	183
1166,94	5476	910	5	182
1091,70	5840	364	2	182
1068,88	6206	1098	6	183
1068,88	6570	732	4	183
994,80	7668	1092	6	182
994,80	8760	728	4	182
		8760	48	

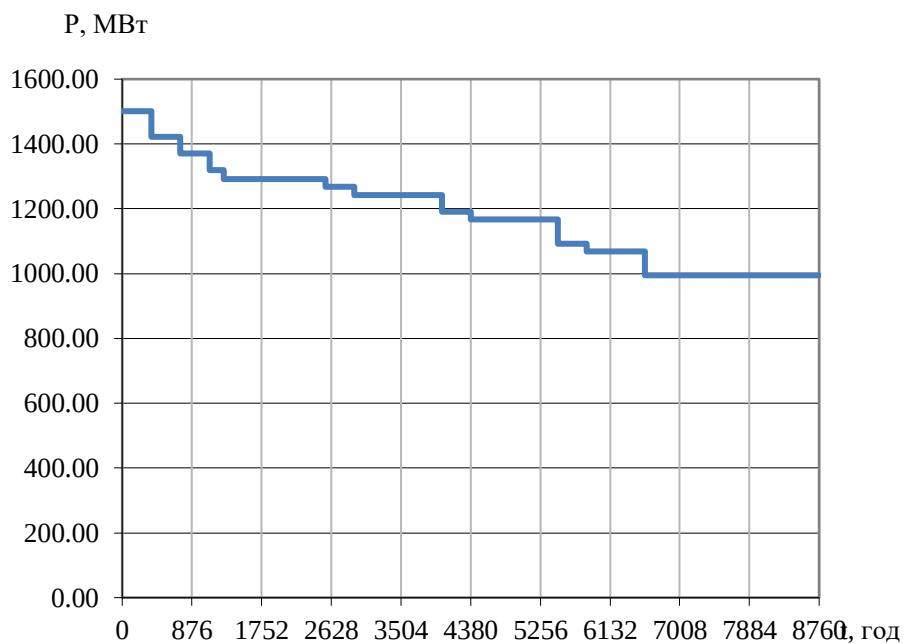


Рисунок 2.4 – Річний графік

4) Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} ; \quad (2.14)$$

$$K_3 = \frac{1163,6}{1501,12} = 0,77 .$$

5) Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}} ; \quad (2.15)$$

$$K_B = \frac{1163,6}{1600} = 0,727 .$$

6) Число годин використання максимального навантаження:

$$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}} ; \quad (2.16)$$

$$T_{max} = \frac{1,019 \cdot 10^7}{1501,12} = 6790 \text{ (год)} .$$

7) Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}} ; \quad (2.17)$$

$$T_{вст} = \frac{1,019 \cdot 10^7}{1600} = 6371 \text{ (год)} .$$

8) Коефіцієнт резерву:

$$K_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}} ; \quad (2.18)$$

$$K_{рез} = \frac{1600}{1501,12} = 1,065 .$$

Розрахувавши техніко-економічні показники, можна сказати, що дана електрична станція має невеликий запас резервної потужності ($K_{рез} \approx 1,065$).

9) Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб МВт*год:

$$E_{\text{ВІР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВІТ } i} \cdot t_i; \quad (2.19)$$

$$\begin{aligned} E_{\text{ВІР}} = & 183 \cdot (76,19 \cdot 6 + 82,40 \cdot 5 + 76,19 \cdot 4 + \\ & + 79,69 \cdot 2 + 92,62 \cdot 2 + 83,28 \cdot 2 + 86,94 \cdot 2 + 85,10) + \\ & + 182 \cdot (73,55 \cdot 6 + 79,69 \cdot 5 + 73,55 \cdot 4 + 77,01 \cdot 2 + \\ & + 88,80 \cdot 2 + 80,55 \cdot 2 + 84,17 \cdot 2 + 82,35) = 0,697 \cdot 10^6 (\text{МВт} \cdot \text{год}). \end{aligned}$$

10) Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год:

$$E_{\text{вид.р}} = E_{\text{р}} - E_{\text{ВІ.р}} = 0,949 \cdot 10^7 (\text{МВт} \cdot \text{год}). \quad (2.20)$$

11) Час максимальних втрат електроенергії, год:

$$\tau = (0,12 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4})^2 \cdot 8760 = 5125 (\text{год}). \quad (2.21)$$

2.3 Вибір типу та потужності турбін, котельних агрегатів та генераторів

Основне обладнання слід, по можливості, вибирати однотипним, оскільки це сприяє індустріалізації будівництва та покращує умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання ТЕС належать котельні агрегати, турбіни та генератори.

Згідно завдання вибираємо з [1, ст. 176] турбіни К-200-131 та К-500-240 заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, р, ат	Температура свіжої пари, t, °C	Максимальні витрати свіжої пари, D, т/год
К-200-130	200	130	565	564
К-500-240	500	240	560	1500

Таблиця 2.4 – Параметри котельних агрегатів

Марка	ПП-660/140	ПП-1600/255
Електр. потужність, МВт	200	500
Продуктивність	640	1600
Параметри пари перед турбіною:		
Тиск на виході, МПа	140	255
Температура первинної пари, °C	570	565
Температура вторинної пари, °C	570	570
Паливо	Кам'яне вугілля	Кам'яне вугілля

Кількість і одинична потужність генераторів повинні відповідати кількості і електричній потужності турбін. Напруга генераторів великої потужності (понад 60 МВт) визначається виходячи з умов їх виготовлення, при цьому перевага надається вищим напругам.

Беремо генератор ТГВ-200-2У3 для ПП-660/140 параметри якого з [2, ст.76] та ТГВ-500-2У3 для ПП-1600/255.

Таблиця 2.5 – Параметри генераторів

Параметр	Числове значення	
	Турбогенератор ТГВ-200-2УЗ	Турбогенератор ТГВ-500-2УЗ
$n_{\text{НОМ}}$, об/хв	3000	3000
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	235,3	588
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	200	500
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	15,75	20
$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	0,85	0,85
$I_{\text{НОМ}}$, кА	8,625	17
Схема з'єднань обмотки статора	УУ	УУ
Система збудження:	ТН	ТН
- $U_{\text{фНОМ}}$, В	360	444
- $I_{\text{фх}}$, А	860	1605
- $I_{\text{фНОМ}}$, А	2140	5120
ВКЗ	0,59	0,443
Опори, в.о.: X''_d	0,19	0,243
X'_d	0,24	0,373
X_d	1,95	2,41
X_2	0,22	0,30
X_0	0,1	0,146
Опори при 15 °С, Ом		
– обмотка статора	0,00154	0,0011
– обмотка ротора	0,0878	0,0683

Обране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції та можливість виробництва електричної енергії за заданими графіками навантаження.

2.4 Вибір структурної схеми станції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є важливою частиною проектування електричної частини електростанції, оскільки визначає повний склад елементів і зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид палива, кількість і потужність агрегатів станції, графіки навантажень споживачів та їх склад, а також дані про систему.

2.4.1 Вибір схеми приєднання станції до системи

Для вибору кількості ліній, що відходять від РП використовуємо з [1].

Згідно приведених вимог кількість ЛЕП, що відходять від РП визначається:

$$n_c = \frac{P_{c.max}}{P_{гр}}; \quad (2.22)$$

$$n_{mp} = \frac{P_{m.p.max}}{P_{гр}}. \quad (2.23)$$

де $P_{гр}$ – пропускна здатність ЛЕП [1];

P_{max} – максимальна потужність, що віддається з РП по всіх ЛЕП.

Для РП-330 кВ: $P_{max c} = 928$ МВт:

$$n = \frac{928}{400} + 1 = 3,32 \approx 4 \text{ лінії.}$$

Для РП-220 кВ: $P_{max p} = 481,5$ МВт:

$$n = \frac{481,5}{200} + 1 = 3,4 \approx 4 \text{ лінії.}$$

2.4.2 Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини електростанції визначає розподіл генераторів між розподільчими пристроями (РП) різних напруг, склад блоків "генератор-трансформатор" та тип електричних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторні).

Розподіл генераторів між розподільчими пристроями (РП) різних напруг здійснюється з урахуванням потужності, яка передається через шини РП різних напруг.

Використовуючи рекомендації [1] приймаємо структурну схему станції, що зображена на рисунку 2.5.

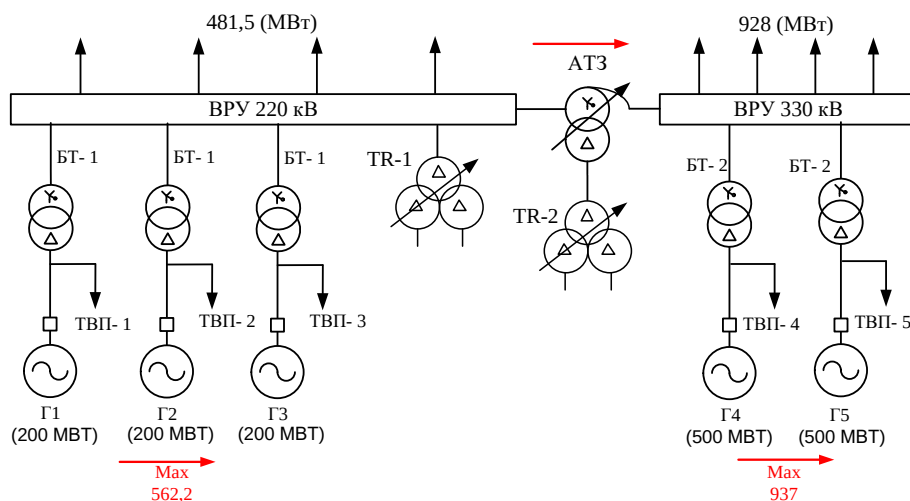


Рисунок 2.5 – Структурна схема станції, варіант 1

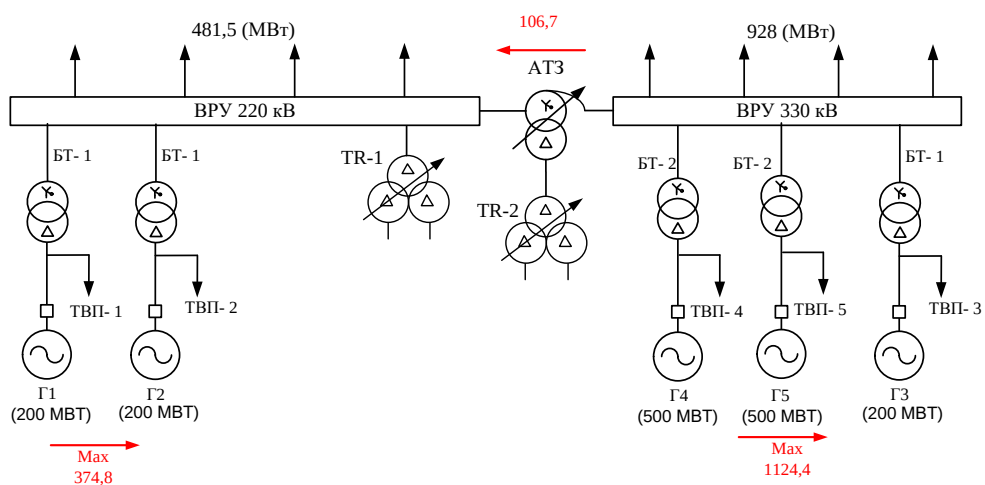


Рисунок 2.6 – Структурна схема станції, варіант 2

2.4.3 Вибір трансформаторів

Трансформатори власних потреб (ТВП).

Номінальна потужність робочих турбінно-вентиляторних паливних насосів (ТВП) вибирається відповідно до їх розрахункового навантаження. З урахуванням підвищених вимог до надійності системи власних потреб електростанції, перевантаження робочих ТВП є недопустимим.

Так як дані для визначення розрахункового навантаження на валу двигунів наперед не відомі, то визначаємо потужність робочих ТВП наближено за формулою, приведеною в [1].

$$S_{\text{ТВП}} \geq (P'_{\text{ВП}}/100) \cdot P_{\text{НОМ.Г}} \cdot K_{\text{П}}; \quad (2.24)$$

де $K_{\text{П}}$ – коефіцієнт попиту ($K_{\text{П}} = 0,9$ для КЕС [1]);

$P_{\text{НОМ.Г}}$ – номінальна потужність генератора.

Для блоків 200 МВт:

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,07 \cdot 200 \cdot 0,9 = 12,6 \text{ МВА};$$

Для блоків 500 МВт:

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,07 \cdot 500 \cdot 0,9 = 31,5 \text{ МВА};$$

Вибираємо робочий трансформатор власних потреб типу:

ТРДНС-25000/35 для блоків 1-3 та ТРДНС-32000/35 для блоків 4, 5.

Технічні характеристики вибраних трансформаторів приведено в табл.4.1

Резервні трансформатори власних потреб (РТВП).

Потужність робочих турбінно-вентиляторних паливних насосів (РТВП) повинна забезпечити можливість заміни найбільшого робочого ТВП одного блока і одночасний пуск або аварійну зупинку іншого блока.

Згідно [1] їх розрахункова потужність:

$$S_{\text{РТВП}} = 1 \cdot S_{\text{ТВП розр}}; \quad (2.25)$$

$$S_{\text{РТВП}} = 1 \cdot 31,5 = 31,5 \text{ МВА}.$$

Вибираємо трансформатори типу ТРДНС-32000/35 (TR-2) та ТРДНС-32000/220 (TR-1).

Технічні характеристики вибраних трансформаторів приведено в табл.4.1

Блочні трансформатори.

Так як кожен генератор включається в блок з трансформатором і на відгалуження до блоку підключається лише навантаження власних потреб, то згідно умови:

$$S_{ном\ t} > S_{ном\ г} - S_{ТВП} ; \quad (2.26)$$

де $S_{ТВП}$ – потужність ТВП;

$S_{ном\ г}$ – номінальна потужність генератора.

Для блоків 200 МВт ВРУ 220 кВ:

$$S_{ном.т} \geq 235,3 - 12,6 = 222,7 \text{ (МВА)}.$$

Вибираємо трансформатор ТДЦ-250000/220 [2].

Для блоків 500 МВт ВРУ 330 кВ:

$$S_{ном.т} \geq 588 - 31,5 = 556,5 \text{ (МВА)}.$$

Вибираємо трансформатор ТНЦ-630000/330 [2].

Параметри блочних трансформаторів приведено в табл.4.1

Автотрансформатори зв'язку (АТЗ).

Вибір автотрансформаторів здійснюється на основі аналізу перетоків потужності між розподільчими пристроями в різних режимах:

а) Режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{р.маx} = \sum_{i=1}^n S_{ном.г} - S_{вп.ном} - S_{р.від.маx} ; \quad (2.27)$$

де $S_{ном.г}$ – номінальна потужність генераторів, ввімкнених на шини місцевого району;

$S_{p.від.мах}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1);

$S_{вп.ном}$ – потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням.

$$S_{p.мах} = 3 \cdot (2235,3 - 12,6) - 481,5/0,85 = 102,1 \text{ (МВА)}.$$

б) Режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю:

$$S_{p.мін} = \sum_{i=1}^n S_{ном.г i} - S_{вп.ном} - S_{p.від.мін}; \quad (2.28)$$

де $S_{p.мін}$ – мінімальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

$$S_{p.мін} = 3 \cdot (235,3 - 12,6) - 431,37/0,85 = 161,2 \text{ (МВА)}.$$

в) Аварійний вихід самого потужного генератора, ввімкненого на шини місцевого району в період максимального навантаження:

$$S_{p.ав} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{ном.г i} - S'_{в.п.} - S_{p.від.мах}; \quad (2.29)$$

де $S'_{в.п.}$ – потужність власних потреб блоків м. р., що залишилися в роботі.

$$S_{p.ав} = (3 - 1) \cdot (235,3 - 12,6) - 481,5/0,85 = -121,1 \text{ (МВА)}.$$

Вибираємо одну групу трьох однофазних автотрансформаторів АОДЦТН-133000/330/220 [2] плюс один трансформатор (фаза) в резерві.

Параметри автотрансформаторів зв'язку приведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.6 – Номінальні параметри трансформаторів

Позначення на схемі	Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном}			U _к , %			ΔP _x	ΔP _к
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТВП 1-3	ТРДНС-25000/35	25	15,75	-	6,3-6,3	-	10,5	-	25	115
ТВП 4-5	ТРДНС-32000/35	32	20	-	6,3-6,3	-	12,7	-	29	145
TR - 1	ТРДНС-32000/220	32	242	-	6,3-6,3	-	11,5	28	80	170
TR - 2	ТРДНС-32000/35	32	38,5	-	6,3-6,3	-	10,5		29	145
БТ 1	ТДЦ-250000/220	250	242	-	15,75	-	11	-	207	600
БТ 2	ТНЦ-630000/330	630	347	-	20	-	11,5	-	345	1300
БТ 3	ТДЦ-250000/330	250	347	-	15,75	-	11	-	214	605
АТЗ	АОДЦН-133000/330/220	133	330 $\sqrt{3}$	242 $\sqrt{3}$	38,5	9	60	48	50	250

Приведенні затрати [2, 4, 6]:

$$З = p_H \cdot K + U = p_H \cdot K + \frac{a}{100} \cdot K + \Delta W, \quad (2.30)$$

де $p_H = 0,12$ – нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн. ;

a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$B=17$ коп./кВт·год – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії;

ΔW – річні витрати електроенергії працюючих трансформаторів, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.31)$$

де n — число паралельно працюючих трансформаторів.

Таблиця 2.7 — Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.	Вартість од., тис. грн.	Капіталовкладення	
			1 варіант	2 варіант
БТ1	3/2	8850	26 550	17 700
БТ2	2/2	18260	36 520	36 520
БТ3	0/1	9240	0	9 240
АТЗ	1/1	20580	20 580	20 580
В: 220 кВ	11/10	4370	48 070	43 700
В: 330 кВ	10/11	9520	95 200	104 720

В: 15 кВ	3/3	420	1 260	1 260
В: 20 кВ	2/2	440	880	880
Разом:			229 060	234 600

Примітка: для ВРУ-330 кВ обираємо схему «4/3».

Визначимо витрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_1 = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{AT};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_1 = & \left[3 \cdot 207 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 600 \cdot \left(\frac{562,2 / 0,9}{250} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] + \\ & + \left[2 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1300 \cdot \left(\frac{937 / 0,9}{630} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] + \\ & + \left[1 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 250 \cdot \left(\frac{76,7 / 0,9}{133} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] = 27420000 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

$$\Delta W_2 = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{BT3} + \Delta W_{AT};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 = & \left[2 \cdot 207 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 600 \cdot \left(\frac{374,8 / 0,9}{250} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] + \\ & + \left[2 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1300 \cdot \left(\frac{937 / 0,9}{630} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] + \\ & + \left[1 \cdot 207 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 600 \cdot \left(\frac{187,4 / 0,9}{250} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] + \\ & + \left[1 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 250 \cdot \left(\frac{106,7 / 0,9}{133} \right)^2 \cdot 5125,9 \right] = 29050000 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = (0,084 \cdot 229060 + 17 \cdot 10^{-5} \cdot 27420000) = 23900 \text{ (тис.грн.)}$$

$$U_2 = (0,084 \cdot 234600 + 17 \cdot 10^{-5} \cdot 29050000) = 24640 \text{ (тис.грн.)}$$

Приведенні затрати:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 229060 + 23900 = 51387,2 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 234600 + 24640 = 52792 \text{ (тис.грн).}$$

$\Delta Z = 2,73 \%$, оскільки приведені затрати для першого варіанту схеми менші, для проектування КЕС обираємо блочний тип схеми станції згідно з першим варіантом, оскільки він забезпечує менші втрати електроенергії та однотипність обладнання.

Вибране силове обладнання зможе забезпечити надійний електричний зв'язок між вузлами станції, всі перетоки потужності між розподільчими пристроями і надійний зв'язок з системою та місцевим районом.

2.5 Вибір схем ВРУ високої напруги на підставі порівняння не менше двох варіантів за техніко-економічними показниками

Для ВРУ – 20кВ пропонуємо схему дві системи збірних шин з обхідною (рис. 2.7), а для ВРУ – 330кВ пропонуємо два варіанти схем: “дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання” (3/2) та (4/3) (рисунок 2.8).

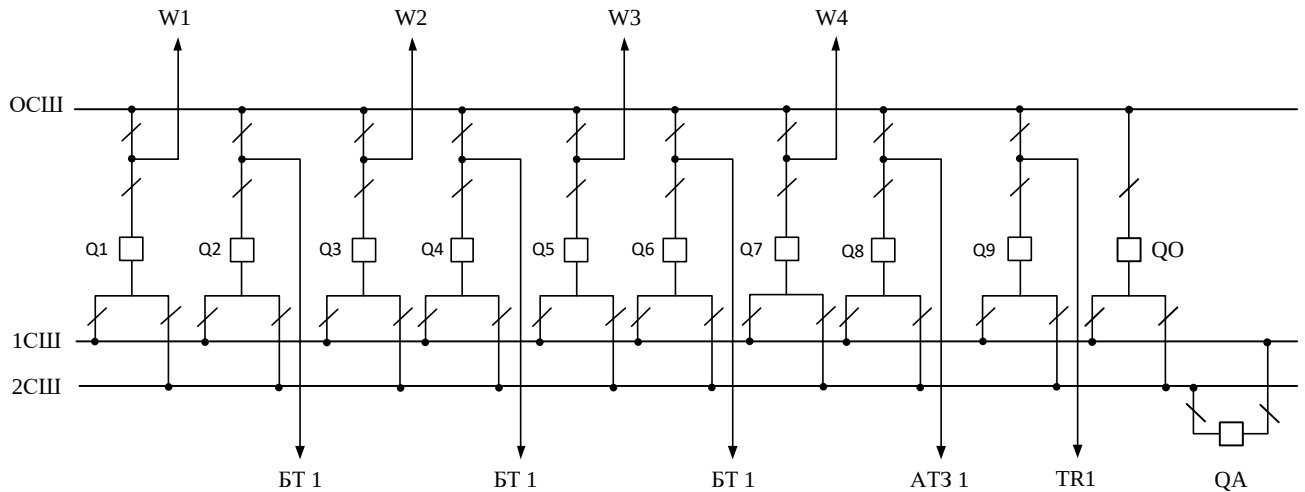
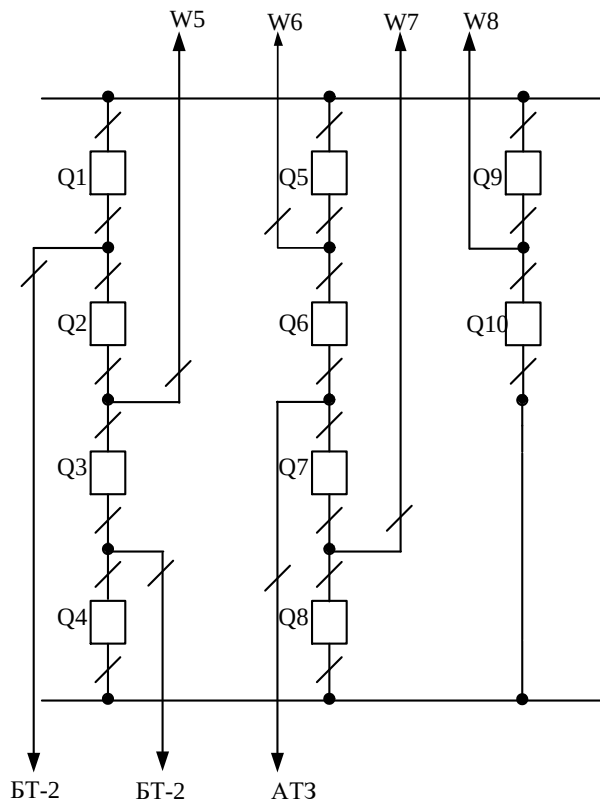
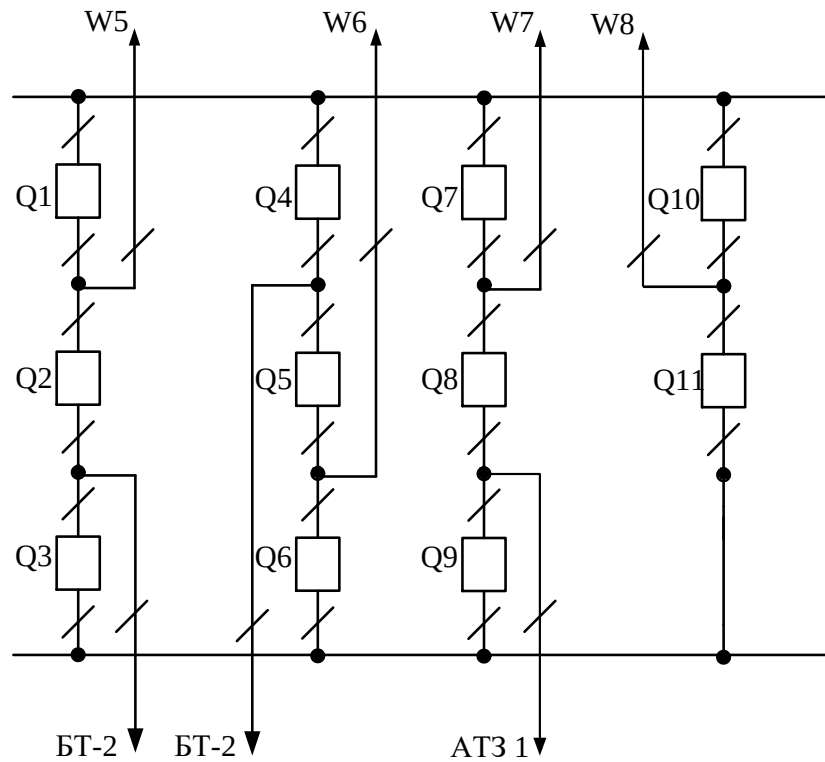


Рисунок 2.7 – Схема ВРУ-220 кВ



а) схема 4/3



б) схема 3/2

Рисунок 2.8 – Схема ВРУ–330 кВ

Техніко-економічне порівняння варіантів схем РУ

Економічна доцільність схеми визначається за мінімальними приведеними затратами:

$$З = p_n \cdot K + B; \quad (2.32)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0,15$);

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки, грн.;

B – річні експлуатаційні витрати, грн.;

Так, як кількість трансформаторів в порівнювальних схемах однакова, то капіталовкладення в РУ оцінюємо за числом комірок вимикачів:

$$K = n \cdot C_{\text{ком}}; \quad (2.33)$$

$$C_{\text{ком}} = 5000 \text{ (тис. грн.)};$$

де $C_{\text{ком}}$ – вартість комірки елегазового вимикача, тис. грн..

Річні експлуатаційні витрати розраховуються за формулою:

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K; \quad (2.34)$$

де α_a , α_o - вартість на амортизацію і обслуговування [2], %.

Капіталовкладення в РУ оцінюємо за числом комірок вимикачів:

$$K_I = 10 \cdot 5000 = 50000 \text{ (тис. грн.)};$$

$$K_{II} = 11 \cdot 5000 = 55000 \text{ (тис. грн.)}.$$

Річні експлуатаційні витрати будуть рівні:

$$B_I = \frac{8,4}{100} \cdot 50000 = 4200 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{II} = \frac{8,4}{100} \cdot 55000 = 4620 \text{ (тис. грн.)}.$$

Схему вибираємо за приведеними затратами [2, 4]:

$$Z = p_H K + U + M(3), \quad (2.35)$$

де $p_H = 0,15$;

$M(3)$ – очікуваний збиток від перерви електропостачання.

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \Delta T_i, \quad (2.36)$$

де $y_0 = 17 \frac{\text{грн.}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ – питомий збиток.

Таблиця 2.8– Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складові параметра потoku відмов, 1/рік		Час відновлення T_B , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_{Π} , год.
	ω_1	ω_2			
330	0,015	0,005	100	0,2	250

Таблиця 2.9 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-330 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
1	2	3	4
Кл. комірок, шт.	n_K	10	11
Вартість комірки, тис. грн.	C_K	50000	55000
Параметр потоку раптових відмов ген. та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,009	0,009
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,009	0,009
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи P_y	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi}/8760$	0,0057	0,0057
	$K_0 = 1 - n_K \cdot K_p$	0,9429	0,9372
Час простою елемента, год.	T_0	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2/2 \cdot T_{\Pi}$	80	80
Мат. очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів у нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,00848	0,00843
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0158	0,0157
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000513	0,0000513
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000957	0,0000957

Таблиця 2.10– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ- 330 кВ

Відмова елемента	ΔP, МВт	Час простою, T ₀ /T _{вп} , год	K ₀		K _p	
			ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}
І варіант						
G1,W1	368,7	1	1	–	9	–
		80	–	–	–	–
W2,G1	368,7	1	1	–	9	–
		80	–	–	–	–
G3,W3	368,7	1	1	–	8	1
		80	–	–	–	–
G2	368,7	1	–	1	–	3
		80	–	–	2	–
W2,G1,W1	368,7	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
G2,D(AT1,W3,W4)	368,7	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
G2,D(G1,W2)	441,7	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
W4,W1	128	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
AT1,D(W1,G1)	55	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
G2,W2	358,7	1	–	–	1	1
		80	–	–	–	–
W4,W2	128	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
G2,W3,AT1	455	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
G2,D(AT1,W3)	368,7	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
W1,D(AT1,W3)	41,7	1	–	–	1	–
		80	–	–	–	–
W4,D(AT1,W3)	41,7	1	–	–	1	–
		80	–	–	–	–
W4,G2	368,7	1	–	–	1	1
		80	–	–	–	–
AT1,D(W3,G2)	55	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
G1	368,7	1	–	–	–	–
		80	–	–	2	–
D(W1,G1,W2,W4), D(AT1,W3,G2)	55	1	–	–	–	–
		80	–	–	–	2

Продовження таблиці 2.10

II варіант						
G1,W1	368,7	1	1	–	11	1
		80	–	–	–	–
G1	368,7	1	–	1	–	4
		80	–	–	1	1
G2	368,7	1	–	1	–	4
		80	–	–	1	1
G2,W2	368,7	1	1	–	11	1
		80	–	–	–	–
AT1, D(W1,G1)	55	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
G2,W1	368,7	1	–	–	1	1
		80	–	–	–	–
W2,G1	368,7	1	–	–	1	1
		80	–	–	–	–
W3,W1	128	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
AT1,G1	455	1	–	–	–	2
		80	–	–	–	–
W4,W1	128	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
W4,G1	368,7	1	–	–	1	1
		80	–	–	–	–
G2,D(W1,G1)	441,7	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
G1,D(W2,G2)	441,7	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
AT1,D(W2,G2)	55	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
W3,G2	368,7	1	–	–	1	1
		80	–	–	–	–
W4,G2	368,7	1	–	–	1	1
		80	–	–	–	–
G1,D(W3,AT1)	368,7	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–
W2,D(W3,AT1)	41,7	1	–	–	1	–
		80	–	–	–	–
W4,D(W3,AT1)	41,7	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
W4,W3	128	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
W1,D(W3,AT1)	41,7	1	–	–	1	–
		80	–	–	–	–
G2,D(W3,AT1)	368,7	1	–	–	–	1
		80	–	–	–	–

Примітка: інші події та ділення не призводять до втрати потужності ($\Delta P=0$), тому в таблицю не внесені.

Очікуваний збиток через відмови вимикачів.

$$M(3_1) = 552,8 \text{ (тис.грн.)};$$

$$M(3_2) = 476,1 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таблиця 2.11 – Приведені затрати схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	50000	55000
Щорічні експлуатаційні витрати	4200	4620
Очікуваний збиток	552,8	476,1
Приведені затрати	54752,8	60096,1

$\Delta Z = ((60096,1 - 54752,8) / 54752,8) \cdot 100\% = 9,75\%$ отже, приймаємо перший варіант схеми ВРУ-330 кВ. Остаточного приймаємо схему ВРУ – 330 кВ – “4/3”.

2.6 Схема власних потреб електростанції

Розробляємо схему живлення ВП (рис. 2.9), користуючись рекомендаціями, викладеними в [1].

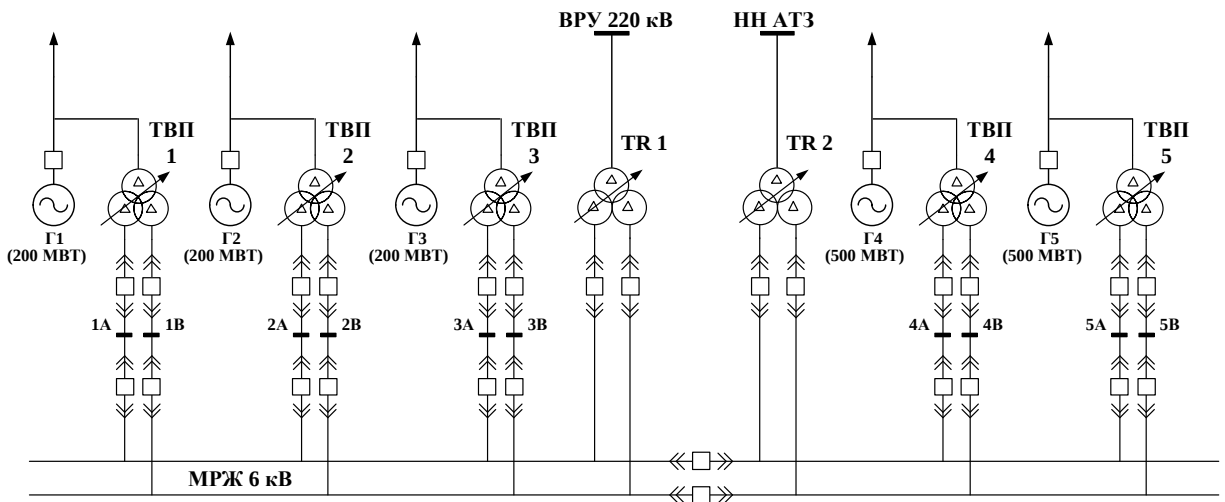


Рисунок 2.9 – Схема електрозабезпечення системи власних потреб
електростанції

Обрана схема для власних потреб гарантує безперебійне живлення всіх споживачів і можливість запуску генераторів. Надійність живлення власних потреб сприяє стабільній роботі станції в цілому.

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури і струмоведучих частин

2.7.1 Розрахункова схема установки

Для розрахунку струмів короткого замикання складається розрахункова схема, на основі якої створюється електрична схема заміщення. Шляхом послідовного перетворення схема заміщення спрощується до такої форми, щоб кожне джерело живлення або група джерел були зв'язані з точкою короткого замикання за допомогою одного результуючого опору. Знаючи результуючу ЕРС джерела та результуючий опір, за законом Ома визначаємо початкове значення періодичної складової струму короткого замикання, а потім ударний струм, періодичну та аперіодичну складові струму короткого замикання для заданого моменту часу.

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вказуємо всі елементи, які впливають на струм КЗ, намічаємо точки КЗ (рисунок 2.10).

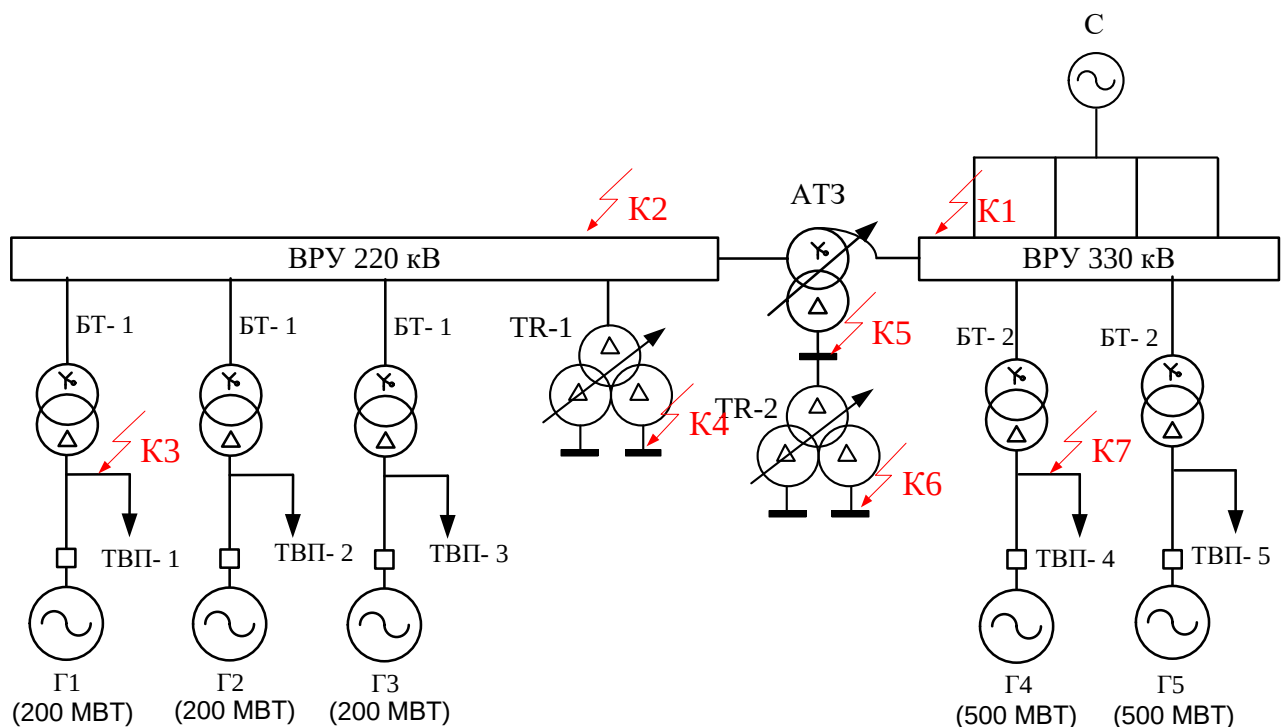


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема установки

2.7.2 Заступна схема станції

Ми створюємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає початковій розрахунковій схемі, але всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюємо електричними. (рисунок 2.11).

Розрахунок виконується у відносних одиницях. Тому всі опори елементів еквівалентної схеми приводимо до однакових базових умов, використовуючи методичні вказівки. [1].

Приймаємо $S_6 = 1000$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- СИСТЕМИ:

$$x_1 = x_c = x_{\text{ном}} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.37)$$

$$x_c = 0,26 \cdot \frac{1000}{17000} = 0,01647.$$

- ПЛЕП:

$$x_{2-4} = x_l = x_{\text{плт}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{u_{\text{cp}}^2}; \quad (2.38)$$

$$x_{\text{л1-4}} = 0,32 \cdot 260 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,719.$$

- БТ1 - 1:

$$x_{\text{бт}} = \frac{u_{\text{кв-н}}\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.39)$$

$$x_{5-7} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44.$$

- БТ1 - 2:

$$x_{8-9} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,182.$$

- ГЕНЕРАТОРІВ Г1 - 3:

$$x_{\Gamma} = x''_{\text{dHOM}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{HOM}}}; \quad (2.40)$$

$$x_{10-12} = x_{\Gamma 1} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,7.$$

- ГЕНЕРАТОРІВ Г4 - 5:

$$x_{13-14} = x_{\Gamma 2} = 0,243 \cdot \frac{1000}{588} = 0,413.$$

- ПРТВП1:

$$x_{\text{TR}} = 1,875 \frac{u_{\text{KB-H}^0\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{HOM}}}; \quad (2.41)$$

$$x_{15} = 1,875 \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 6,738.$$

- ПРТВП2:

$$x_{16} = 1,875 \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 6,152.$$

- АТЗ:

$$x_B = 0,5 \cdot (u_{\text{K B-H}^0\%} + u_{\text{K B-C}^0\%} - u_{\text{K C-H}^0\%}); \quad (2.42)$$

$$x_B = 0,5 \cdot (60 + 9 - 48) = 21,25\%;$$

$$x_C = 0,5 \cdot (u_{\text{K B-C}^0\%} + u_{\text{K C-H}^0\%} - u_{\text{K B-H}^0\%}); \quad (2.43)$$

$$x_C = 0,5 \cdot (9 + 48 - 60) = -3\% = 0;$$

$$x_H = 0,5 \cdot (u_{\text{K B-H}^0\%} + u_{\text{K C-H}^0\%} - u_{\text{K B-C}^0\%}); \quad (2.44)$$

$$x_H = 0,5 \cdot (60 + 48 - 9) = 99\%;$$

$$x_{17} = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.45)$$

$$x_{17} = \frac{21,25}{100} \cdot \frac{1000}{399} = 0,53;$$

$$x_{18} = 0; \quad (2.46)$$

$$x_{19} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.47)$$

$$x_{19} = \frac{99}{100} \cdot \frac{1000}{399} = 2,48.$$

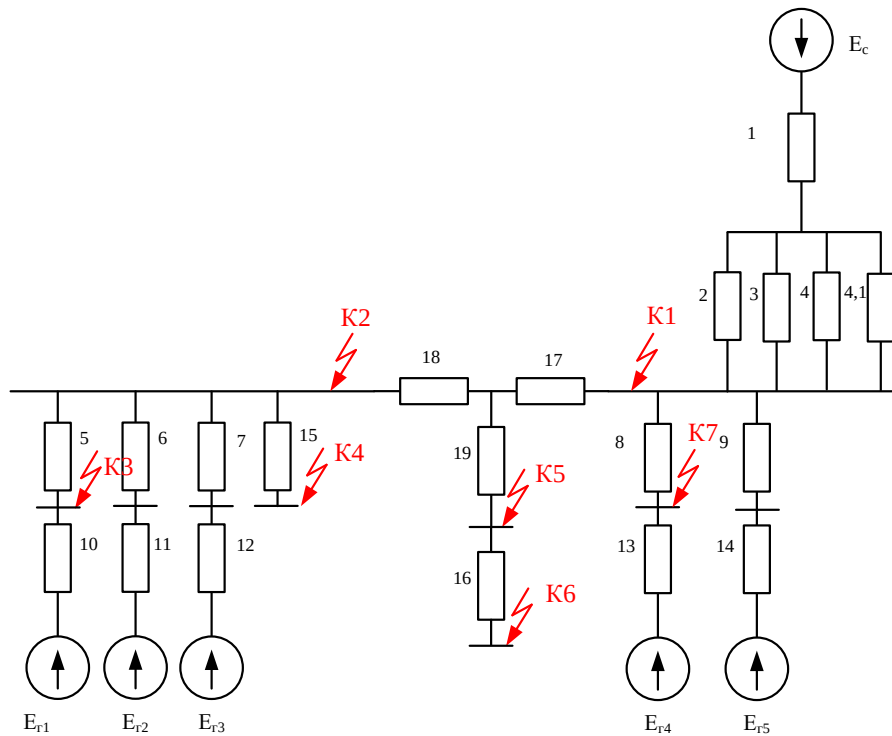


Рисунок 2.11 – Заступна схема

2.8 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ в системі відносних одиниць визначається за формулою, кА:

$$I_{по} = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_6; \quad (2.48)$$

де E'' – ЕРС джерела, в.о.;

$x_{рез}$ – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов;

I_6 – базисний струм, кА.

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}. \quad (2.49)$$

Розрахунок точки $\boxed{K_1}$:

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 . Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.12).

$$x_{30} = x_1 + \frac{x_2}{4}; \quad (2.50)$$

$$x_{30} = 0,01647 + \frac{0,719}{4} = 0,196;$$

$$x_{31} = x_{17}; \quad (2.51)$$

$$x_{31} = 0,53; \quad (2.52)$$

$$x_{32} = x_{31} + \frac{x_5 + x_{10}}{3}; \quad (2.53)$$

$$x_{32} = 0,53 + \frac{0,44 + 0,7}{3} = 0,91;$$

$$x_{33} = \frac{(x_8 + x_{13})}{2}; \quad (2.54)$$

$$x_{33} = \frac{(0,182 + 0,413)}{2} = 0,297.$$

$$x_{34} = \frac{(x_{32} \cdot x_{33})}{(x_{32} + x_{33})}; \quad (2.55)$$

$$x_{34} = \frac{(0,91 \cdot 0,297)}{(0,91 + 0,297)} = 0,223.$$

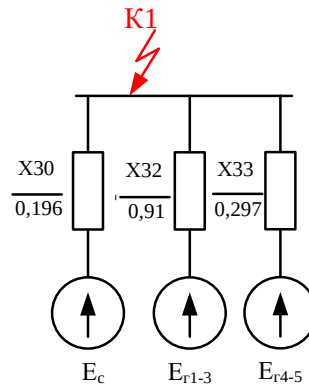


Рисунок 2.12 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₁

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}}; \quad (2.56)$$

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,67 (\text{кА});$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{E_C \cdot I_6}{X_{30}};$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,196} \cdot 1,67 = 8,5 (\text{кА});$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{E_{Г1-3} \cdot I_6}{X_{32}};$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{1,13}{0,91} \cdot 1,67 = 2,07 (\text{кА});$$

$$I_{\text{по Г4-5}} = \frac{E_{Г4-5} \cdot I_6}{X_{33}};$$

$$I_{\text{по Г4-5}} = \frac{1,13}{0,297} \cdot 1,67 = 6,35 (\text{кА});$$

Розрахунок точки $\boxed{K_2}$:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₂ представлена на рисунку 2.13.

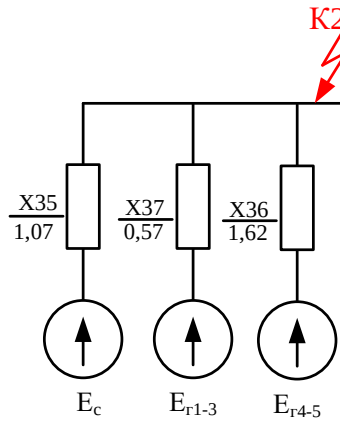


Рисунок 2.13 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в точці К₂

$$x_{\Delta} = x_{31} \cdot (x_{30} + x_{33}); \quad (2.57)$$

$$x_{\Delta} = 0,53 \cdot (0,196 + 0,297) = 0,26;$$

$$x_{35} = x_{30} + \frac{x_{\Delta}}{x_{33}}; \quad (2.58)$$

$$x_{35} = 0,196 + \frac{0,26}{0,297} = 1,07$$

$$x_{36} = x_{33} + \frac{x_{\Delta}}{x_{30}}; \quad (2.59)$$

$$x_{36} = 0,297 + \frac{0,26}{0,196} = 1,62;$$

$$x_{37} = \frac{x_5 + x_{10}}{3}; \quad (2.60)$$

$$x_{37} = \frac{0,44 + 0,7}{2} = 0,57;$$

$$x_{38} = \frac{(x_{36} \cdot x_{37})}{(x_{36} + x_{37})}; \quad (2.61)$$

$$x_{38} = \frac{(1,62 \cdot 0,57)}{(1,62 + 0,57)} = 0,42.$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 2,38 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{1,07} \cdot 2,38 = 2,24 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{1,13}{0,57} \cdot 2,38 = 4,71 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г4-5}} = \frac{1,13}{1,62} \cdot 2,38 = 1,66 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_3}$:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_3 представлена на рисунку 2.14.

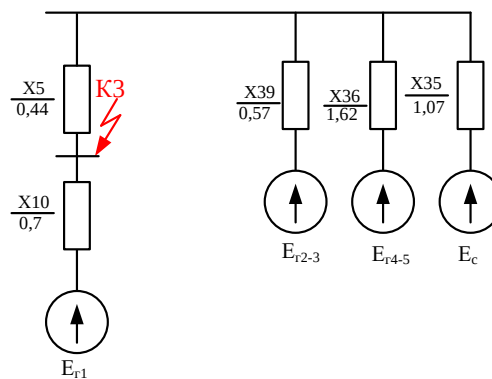


Рисунок 2.14 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці K_3

$$x_{39} = \frac{x_6 + x_{11}}{2}; \quad (2.62)$$

$$x_{39} = \frac{0,44+0,7}{2} = 0,57;$$

$$x_{\Delta} = x_5 \cdot (x_{35} \cdot x_{36} + x_{35} \cdot x_{39} + x_{36} \cdot x_{39}); \quad (2.63)$$

$$x_{\Delta} = 0,44 \cdot (1,07 \cdot 1,62 + 1,07 \cdot 0,57 + 1,62 \cdot 0,57) = 1,43;$$

$$x_{40} = x_{35} + \frac{x_{\Delta}}{x_{36} \cdot x_{39}}; \quad (2.64)$$

$$x_{40} = 1,07 + \frac{1,43}{1,62 \cdot 0,57} = 2,61;$$

$$x_{41} = x_{39} + \frac{x_{\Delta}}{x_{35} \cdot x_{36}}; \quad (2.65)$$

$$x_{41} = 0,57 + \frac{1,43}{1,07 \cdot 1,62} = 1,39;$$

$$x_{42} = x_{36} + \frac{x_{\Delta}}{x_{35} \cdot x_{39}}; \quad (2.66)$$

$$x_{42} = 1,62 + \frac{1,43}{1,07 \cdot 0,57} = 3,96;$$

$$x_{43} = \frac{(x_{41} \cdot x_{42})}{(x_{41} + x_{42})}; \quad (2.67)$$

$$x_{43} = \frac{(1,39 \cdot 3,96)}{(1,39 + 3,96)} = 1,02.$$

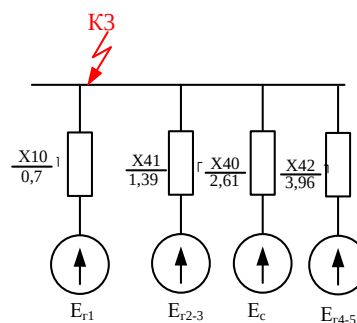


Рисунок 2.15 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₃

$$I_{63} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г1}} = \frac{1,13}{0,7} \cdot 36,7 = 59,24 (\text{кА});$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{2,61} \cdot 36,7 = 14,06 (\text{кА});$$

$$I_{\text{по Г2-3}} = \frac{1,13}{1,39} \cdot 36,7 = 29,83 (\text{кА});$$

$$I_{\text{по Г4-5}} = \frac{1,13}{3,96} \cdot 36,7 = 10,47 (\text{кА});$$

Розрахунок точки $\boxed{K_4}$ на ПРТВП1:

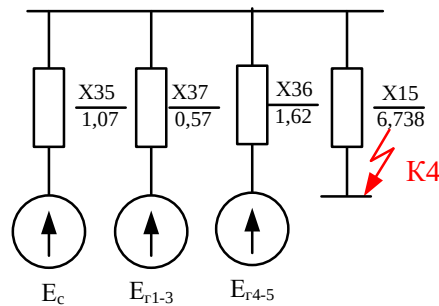


Рисунок 2.16 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К4

$$X_{\Delta} = X_{15} \cdot (X_{35} \cdot X_{37} + X_{37} \cdot X_{36} + X_{36} \cdot X_{35}); \quad (2.68)$$

$$x_{\Delta} = 6,738 \cdot (1,07 \cdot 0,57 + 0,57 \cdot 1,62 + 1,62 \cdot 1,07) = 21,98; ,$$

$$X_{44} = X_{35} + \frac{X_{\Delta}}{X_{36} \cdot X_{37}}; \quad (2.69)$$

$$x_{44} = 1,07 + \frac{21,98}{0,57 \cdot 1,62} = 24,87;$$

$$X_{45} = X_{37} + \frac{X_{\Delta}}{X_{35} \cdot X_{36}}; \quad (2.70)$$

$$x_{45} = 0,57 + \frac{21,98}{1,07 \cdot 1,62} = 13,25;$$

$$X_{45.1} = X_{37} + \frac{X_{\Delta}}{X_{35} \cdot X_{36}}; \quad (2.71)$$

$$X_{45.1} = 1,62 + \frac{21,98}{1,07 \cdot 0,57} = 37,65;$$

$$X_{46} = X_{15} + \left(\frac{1}{\frac{1}{X_{35}} + \frac{1}{X_{36}} + \frac{1}{X_{37}}} \right); \quad (2.72)$$

$$X_{46} = 6,738 + \left(\frac{1}{\frac{1}{1,07} + \frac{1}{0,57} + \frac{1}{1,62}} \right) = 7,04;$$

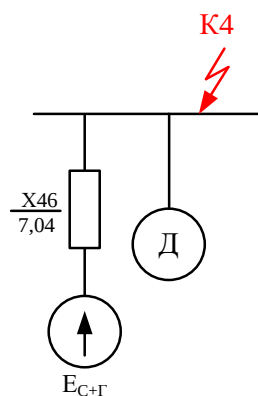


Рисунок 2.17 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К₇

$$I_{64} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по } C+\Gamma} = \frac{1}{7,04} \cdot 91,643 = 13,01 \text{ (кА)};$$

$$\Sigma P_{\text{ном}} = 1,25 \cdot S_{\text{TR2p}}; \quad (2.73)$$

$$I_{\text{по } Д} = 4 \cdot \Sigma P_{\text{ном}} / U_{\text{ном}}, \quad (2.74)$$

де $\Sigma P_{\text{ном}}$ – сумарна номінальна потужність всіх двигунів власних потреб, які електрично зв’язані з місцем КЗ;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга двигунів.

Згідно [1] при живленні від ПРТВП:

$$\Sigma P_{\text{ном}} = 1,25 \cdot S_{\text{роз ПРТВП}}; \quad (2.75)$$

$$\Sigma P_{\text{ном}} = 1,25 \cdot 32 = 40 \text{ (МВт)};$$

$$I_{\text{по д}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{\text{ТР}}}{U_{\text{ном}}}; \quad (2.76)$$

$$I_{\text{по д}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 12,6}{6,3 \cdot 2} = 5 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_5}$:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_5 представлена на рисунку 2.18.

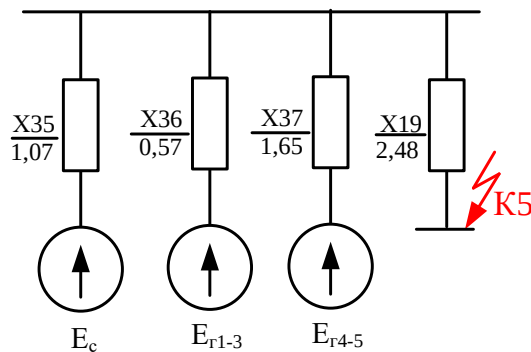


Рисунок 2.18 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці K_5

$$X_{\Delta} = X_{19} \cdot (X_{35} \cdot X_{37} + X_{37} \cdot X_{36} + X_{36} \cdot X_{35}); \quad (2.77)$$

$$x_{\Delta} = 2,48 \cdot (1,07 \cdot 0,57 + 0,57 \cdot 1,62 + 1,62 \cdot 1,07) = 8,09;$$

$$x_{47} = x_{35} + \frac{X_{\Delta}}{X_{36} \cdot X_{37}}; \quad (2.78)$$

$$x_{47} = 1,07 + \frac{8,09}{0,57 \cdot 1,62} = 9,83;$$

$$X_{48} = X_{36} + \frac{X_{\Delta}}{X_{35} \cdot X_{37}}; \quad (2.79)$$

$$X_{48} = 0,57 + \frac{8,09}{1,07 \cdot 1,62} = 5,23;$$

$$X_{48.1} = X_{37} + \frac{X_{\Delta}}{X_{35} \cdot X_{36}}; \quad (2.80)$$

$$X_{48.2} = 1,62 + \frac{8,09}{1,07 \cdot 0,57} = 14,88;$$

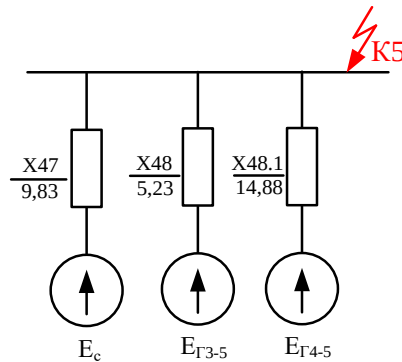


Рисунок 2.19 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₅

$$I_{65} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 15 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{9,83} \cdot 15 = 1,52 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{1,13}{5,23} \cdot 15 = 3,24 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г4-5}} = \frac{1,13}{14,88} \cdot 15 = 1,13 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки K₆ на ПРТВП2:

У цьому випадку значний вплив на характер процесу і струм мають групи потужних електродвигунів, які вмикаються поблизу місця пошкодження. Напряга

на виводах двигуна при цьому менша за їхню ЕРС, що призводить до їх переходу в режим генератора, який віддає струм в місце пошкодження.

При розрахунку КЗ в системі ВП користуємось рекомендаціями, викладеними в [1].

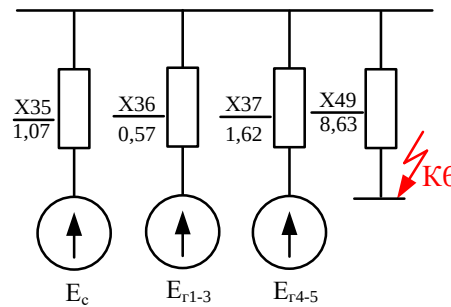


Рисунок 2.20 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К₆

$$X_{49} = X_{19} + X_{16}; \quad (2.81)$$

$$X_{49} = 2,48 + 6,152 = 8,63;$$

$$X_{\Delta} = X_{49} \cdot (X_{35} \cdot X_{37} + X_{37} \cdot X_{36} + X_{36} \cdot X_{35}); \quad (2.82)$$

$$X_{\Delta} = 8,63 \cdot (1,07 \cdot 0,57 + 0,57 \cdot 1,62 + 1,62 \cdot 1,07) = 28,15;$$

$$X_{50} = X_{35} + \frac{X_{\Delta}}{X_{36} \cdot X_{37}}; \quad (2.83)$$

$$X_{50} = 1,07 + \frac{28,15}{0,57 \cdot 1,62} = 31,55;$$

$$X_{51} = X_{36} + \frac{X_{\Delta}}{X_{35} \cdot X_{37}}; \quad (2.84)$$

$$X_{51} = 0,57 + \frac{28,15}{1,07 \cdot 1,62} = 16,8;$$

$$X_{51.1} = X_{37} + \frac{X_{\Delta}}{X_{35} \cdot X_{36}}; \quad (2.85)$$

$$x_{51.1} = 1,62 + \frac{28,15}{1,07 \cdot 0,57} = 47,77;$$

$$X_{52} = X_{49} + \left(\frac{1}{\frac{1}{X_{35}} + \frac{1}{X_{36}} + \frac{1}{X_{37}}} \right); \quad (2.86)$$

$$x_{46} = 8,63 + \left(\frac{1}{\frac{1}{1,07} + \frac{1}{0,57} + \frac{1}{1,62}} \right) = 8,932;$$

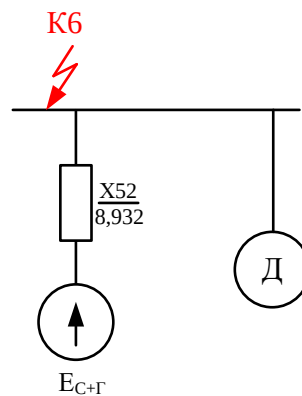


Рисунок 2.21 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К₆

$$I_{66} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по } C+\Gamma} = \frac{1}{8,932} \cdot 91,643 = 10,26 \text{ (кА);}$$

Розрахунок точки $\boxed{K_7}$:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₃ представлена на рисунку 2.22.

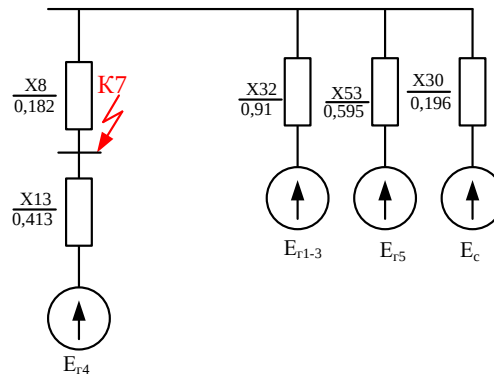


Рисунок 2.22 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₇

$$x_{53} = \frac{x_9 + x_{14}}{1}; \quad (2.87)$$

$$x_{53} = \frac{0,182+0,413}{1} = 0,595;$$

$$x_{\Delta} = x_8 \cdot (x_{32} \cdot x_{53} + x_{32} \cdot x_{30} + x_{53} \cdot x_{30}); \quad (2.88)$$

$$x_{\Delta} = 0,182 \cdot (0,91 \cdot 0,595 + 0,91 \cdot 0,196 + 0,595 \cdot 0,196) = 0,152;$$

$$x_{54} = x_{32} + \frac{x_{\Delta}}{x_{53} \cdot x_{30}}; \quad (2.89)$$

$$x_{54} = 0,91 + \frac{0,152}{0,595 \cdot 0,196} = 2,21;$$

$$x_{55} = x_{30} + \frac{x_{\Delta}}{x_{32} \cdot x_{53}}; \quad (2.90)$$

$$x_{55} = 0,196 + \frac{0,152}{0,91 \cdot 0,595} = 0,47;$$

$$x_{56} = x_{53} + \frac{x_{\Delta}}{x_{32} \cdot x_{30}}; \quad (2.91)$$

$$x_{56} = 0,595 + \frac{0,152}{0,91 \cdot 0,196} = 1,44;$$

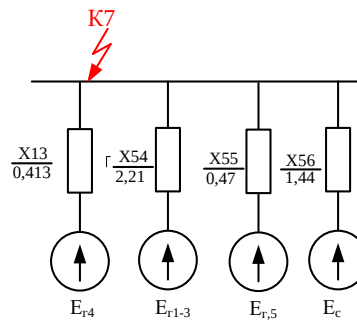


Рисунок 2.23 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₇

$$I_{67} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,9 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г4}} = \frac{1,13}{0,413} \cdot 28,9 = 79,07 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{1,44} \cdot 28,9 = 20,06 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{1,13}{2,21} \cdot 28,9 = 13,07 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г5}} = \frac{1,13}{0,47} \cdot 28,9 = 69,48 \text{ (кА)};$$

Розрахунок ударного струму КЗ аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot k_y; \quad (2.93)$$

де $I_{\text{по}}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ;

k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{\text{вв відкл}} + 0,01, \quad (2.94)$$

де $t_{\text{вв відкл}}$ — власний час відключення вимикача.

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі (табл. 7.1).

Таблиця 2.12 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{вч відкл}}, \text{с}$	$\tau, \text{с}$
ВРУ 330 кВ	ВГБ-330-У1	0,035	0,045
ВРУ 220 кВ	ВГБ-220-У1	0,035	0,045
РУ ВП 6кВ НН ПРТВП 1,2	ВР6В	0,05	0,06
НН АТЗ	ВБНК-35	0,05	0,06
ТГВ-200	ВМГ-15	0,15	0,16
ТГВ-500	МГУ-20	0,15	0,16

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (2.95)$$

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Дані для розрахунку складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
К1 (330кВ)	Г 1-3	2,07	0,045	0,26	1,955	0,841
	Г 4-5	6,35	0,045	0,35	1,983	0,879
	С	8,5	0,045	0,04	1,78	0,325
	Σ	16,92	-	-	-	2,045
К2 (220кВ)	Г 1-3	4,71	0,045	0,26	1,955	0,841
	Г 4-5	1,66	0,045	0,35	1,983	0,879
	С	2,24	0,045	0,04	1,78	0,325
	Σ	8,61	-	-	-	2,045
К3 (15,75кВ) Генератор 200 МВт	Г 2-3	29,83	0,16	0,26	1,955	0,54
	Г 4-5	10,47	0,16	0,35	1,983	0,633
	С	14,04	0,16	0,04	1,78	0,018
	Σ	54,34	-	-	-	1,191
	Г 1	59,24	0,16	0,545	1,982	0,746
	Σ	113,58	-	-	-	1,937
К4 (220кВ) РУ ВП	С+Г	13,01	0,06	0,05	1,82	0,301
	Д	5	0,06	0,04	1,65	0,223
	Σ	18,01	-	-	-	0,524
К5 (35кВ) НН АТЗ	Г 1-3	3,24	0,06	0,26	1,955	0,794
	Г 4-5	1,13	0,06	0,35	1,983	0,842
	С	1,52	0,06	0,04	1,78	0,223
	Σ	5,89	-	-	-	1,869
К6 (6,3кВ) РУ ВП	С+Г	10,26	0,06	0,05	1,82	0,301
	Д	5	0,06	0,04	1,65	0,223
	Σ	15,26	-	-	-	0,524
К7 (20кВ) Генератор 500 МВт	Г 1-3	13,07	0,16	0,26	1,955	0,54
	Г 5	69,48	0,16	0,35	1,983	0,633
	С	20,06	0,16	0,04	1,78	0,018
	Σ	102,61	-	-	-	1,191
	Г 4	79,08	0,16	0,478	1,980	0,716
	Σ	181,69	-	-	-	1,907

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок.

Розрахунок точки $\boxed{K_1}$:

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{п0 C} \cdot k_y;$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 8,5 \cdot 1,78 = 21,18 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{п \Gamma 1-3} \cdot k_y;$$

$$i_{y \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 2,07 \cdot 1,955 = 5,66 \text{ (кА)}.$$

$$i_{y \Gamma 4-5} = \sqrt{2} \cdot I_{п \Gamma 4-5} \cdot k_y;$$

$$i_{y \Gamma 4-5} = \sqrt{2} \cdot 6,35 \cdot 1,983 = 17,6 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат C} = \sqrt{2} \cdot I_{п0 C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}};$$

$$i_{ат C} = \sqrt{2} \cdot 8,5 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,04}} = 3,86 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{п0 \Gamma 1-3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a \Gamma 1-3}}};$$

$$i_{ат \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 2,07 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,26}} = 2,43 \text{ (кА)}.$$

$$i_{ат \Gamma 4-5} = \sqrt{2} \cdot I_{п0 \Gamma 4-5} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a \Gamma 4-5}}};$$

$$i_{ат \Gamma 4-5} = \sqrt{2} \cdot 6,35 \cdot e^{\frac{0,045}{0,26}} = 7,81 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

$$I_{пт C} = I_{по C} = 8,5 \text{ (кА)}. \quad (2.96)$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [1, рисунок 2.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{ном G} = \frac{S_{ном G} \cdot n_{Bl}}{\sqrt{3} \cdot U_{61}}. \quad (2.97)$$

2) Знаходимо відношення $I_{по G} / I'_{ном G}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [1] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{пт G} / I_{по G}$, з якого і отримаємо значення $I_{пт G}$.

$$I'_{ном \Gamma 1-3} = \frac{235,3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{по \Gamma 1-3}}{I'_{ном \Gamma 1-3}} = \frac{2,07}{1,2} = 1,725, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{пт \Gamma 1-3}}{I_{по \Gamma 1-3}} = 0,97;$$

$$I_{пт \Gamma 1-3} = 0,97 \cdot 2,07 = 2 \text{ (кА)};$$

$$I'_{ном \Gamma 4-5} = \frac{588 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 340} = 2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{по \Gamma 4-5}}{I'_{ном \Gamma 4-5}} = \frac{6,35}{2} = 3,18, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{пт \Gamma 4-5}}{I_{по \Gamma 4-5}} = 0,93;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1-10} = 0,93 \cdot 6,35 = 5,9 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_2}$:

$$I'_{\text{ном } \Gamma 1-3} = \frac{235,3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 1,68 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 1-3}}{I'_{\text{ном } \Gamma 1-3}} = \frac{4,71}{1,68} = 2,8, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1-3}}{I_{\text{п0 } \Gamma 1-3}} = 0,95;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1-3} = 0,95 \cdot 4,71 = 4,47 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 4-5} = \frac{588 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 242} = 2,8 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 4-5}}{I'_{\text{ном } \Gamma 4-5}} = \frac{1,66}{2,8} = 0,59, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 4-5}}{I_{\text{п0 } \Gamma 4-5}} = 1;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 4-5} = 1 \cdot 1,66 = 1,66 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_3}$:

$$I'_{\text{ном } \Gamma 2-3} = \frac{235,3 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 17,27 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 2-3}}{I'_{\text{ном } \Gamma 2-3}} = \frac{29,83}{17,27} = 1,72, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 2-3}}{I_{\text{п0 } \Gamma 2-3}} = 0,95;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 2-3} = 0,95 \cdot 29,83 = 28,33 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 4-5} = \frac{588 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 43,16 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 4-5}}{I'_{\text{ном } \Gamma 4-5}} = \frac{10,47}{43,16} = 0,24, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 4-5}}{I_{\text{п0 } \Gamma 4-5}} = 1;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 4-5} = 1 \cdot 10,47 = 10,47 \text{ (кА);}$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 1} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 8,63 \text{ (кА);}$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 1}}{I'_{\text{ном } \Gamma 1}} = \frac{59,24}{8,63} = 6,86, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1}}{I_{\text{п0 } \Gamma 1}} = 0,78;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1} = 0,78 \cdot 59,24 = 46,2 \text{ (кА).}$$

Розрахунок точки $\boxed{K_5}$:

$$I'_{\text{ном } \Gamma 1-3} = \frac{235,3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 10,6 \text{ (кА);}$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 1-3}}{I'_{\text{ном } \Gamma 1-3}} = \frac{3,24}{10,6} = 0,3, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1-10}}{I_{\text{п0 } \Gamma 1-10}} = 1;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1-3} = 1 \cdot 3,24 = 3,24 \text{ (кА).}$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 4-5} = \frac{588 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 17,65 \text{ (кА);}$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 4-5}}{I'_{\text{ном } \Gamma 4-5}} = \frac{1,13}{17,65} = 0,06, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1-10}}{I_{\text{п0 } \Gamma 1-10}} = 1;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 4-5} = 1 \cdot 1,13 = 1,13 \text{ (кА).}$$

Розрахунок точки $\boxed{K_7}$:

$$I'_{\text{ном } \Gamma 1-3} = \frac{235,3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 20} = 20,4 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 1-3}}{I'_{\text{ном } \Gamma 1-3}} = \frac{13,07}{20,4} = 0,64, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1-3}}{I_{\text{п0 } \Gamma 1-3}} = 1;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1-3} = 1 \cdot 13,07 = 13,07 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 5} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 17 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 5}}{I'_{\text{ном } \Gamma 5}} = \frac{69,48}{17} = 4,08, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 5}}{I_{\text{п0 } \Gamma 5}} = 9;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 5} = 0,9 \cdot 69,48 = 62,53 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 4} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 17 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 4}}{I'_{\text{ном } \Gamma 4}} = \frac{79,08}{17} = 4,65, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 4}}{I_{\text{п0 } \Gamma 4}} = 0,89;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 4} = 0,89 \cdot 79,08 = 70,38 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунків складових струмів КЗ і ударного струму для всіх точок КЗ приведено в таблиці 2.14.

Таблиці 2.14 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$I_{пт}, \text{кА}$	$i_{ат}, \text{кА}$	Примітки
К1 (330кВ)	Г 1-3	2,07	5,66	2	2,43	Для вибору комутаційної апаратури та ошинковки
	Г 4-5	6,35	17,6	5,9	7,81	
	С	8,5	21,18	8,5	3,86	
	Σ	16,92	44,44	16,4	14,1	
К2 (220кВ)	Г 1-3	4,71	13,02	4,47	5,6	Для вибору комутаційної апаратури та ошинковки
	Г 4-5	1,66	4,65	1,66	2,06	
	С	2,24	5,64	2,24	1,03	
	Σ	8,61	23,31	8,37	8,69	
К3 (15,75кВ) Генератор 200 МВт	Г 2-3	29,83	82,47	28,33	22,78	Для вибору комутаційної апаратури
	Г 4-5	10,47	29,36	10,47	9,37	
	С	14,04	35,34	14,04	0,35	
	Σ	54,34	147,17	52,84	32,5	
	Г 1	59,24	166	46,2	62,1	Для вибору ошинковки
	Σ	113,58	313,17	99,04	94,6	
К4 (6,3кВ) РУ ВП	С+Г	13,01	33,48	13,01	5,53	Для вибору комутаційної апаратури
	Д	5	11,66	16,55	1,57	
	Σ	18,01	45,14	29,56	7,1	Для вибору ошинковки
К5 (35кВ) НН АТЗ	Г 1-3	3,24	8,95	3,24	3,63	Для вибору комутаційної апаратури та ошинковки
	Г 4-5	1,13	3,16	1,13	1,34	
	С	1,52	3,82	1,52	0,48	
	Σ	5,89	15,93	5,89	5,45	
К6 (6,3кВ) РУ ВП	С+Г	10,26	26,4	10,26	4,36	Для вибору комутаційної апаратури по більшому струму
	Д	5	11,66	12,4	1,57	
	Σ	15,26	36,06	22,66	5,93	
К7 (20кВ) Генератор 500 МВт	Г 1-3	13,07	36,13	13,07	9,98	Для вибору комутаційної апаратури
	Г 5	69,48	194,8	62,53	62,2	
	С	20,06	50,5	20,06	0,51	
	Σ	102,61	281,4	95,66	72,69	
	Г 4	79,08	221,4	70,38	80	Для вибору ошинковки
	Σ	181,69	502,8	166,04	152,69	

В цьому розділі був проведений розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих, що забезпечує точність розрахунків з похибкою до 15%.

2.8 Розрахунок робочих максимальних струмів приєднань та теплових імпульсів

Кількість теплоти, що виділилася при короткому замиканні, зазвичай характеризується тепловим імпульсом W_k . Його значення визначається в залежності від місця короткого замикання: далеке КЗ (точка К1, К2, К5), КЗ поблизу генератора (К3), або КЗ поблизу групи потужних електродвигунів (К4, К6).

К1

Визначаємо робочі максимальні струми приєднань:

ВРУ 330 кВ:

- струм від генератора:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.98)$$

$$I_{p.\max} = \frac{588 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 1084 \text{ (A)};$$

- струм від ЛЕП:

$$I_{p.\max} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.99)$$

$$I_{p.\max} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 824,3 \text{ (A)};$$

- струм від автотрансформатора:

$$I_{p.\max} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном.АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.100)$$

$$I_{p.\max} = \frac{1,5 \cdot 399 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1048 \text{ (A)};$$

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_a), \quad (2.101)$$

де $t_{\text{відк}}$ – час відключення.

$$B_k = 19,92^2 \cdot (0,2 + 0,35) = 157,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₂

ВРУ 220 кВ:

- струм від генератора:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 650 \text{ (А)};$$

- струм від ЛЕП:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 618 \text{ (А)};$$

- струм від автотрансформатора:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{1,5 \cdot 399 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1572 \text{ (А)};$$

$$B_k = 8,61^2 \cdot (0,2 + 0,35) = 40,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₃

- струм від генератора:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9090 \text{ (А)};$$

у цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму короткого замикання:

$$B_k = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}}, \quad (2.102)$$

де $B_{\text{ка}}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи:

$$B_{\text{ка}} = I_C^2 \cdot T_{\text{аС}} + I_{\text{поГ}}^2 \cdot T_{\text{аГ}} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{\text{поГ}}}{T_{\text{аС}}^{-1} + T_{\text{аГ}}^{-1}}; \quad (2.103)$$

$B_{\text{кп}}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи $B_{\text{кС}}$, періодичним струмом генераторів $B_{\text{кГ}}$ і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{\text{кГС}}$:

$$B_{\text{кп}} = B_{\text{кС}} + B_{\text{кГ}} + B_{\text{кГС}}; \quad (2.104)$$

$$B_{\text{кС}} = I_C^2 \cdot t_{\text{відк}}; \quad (2.105)$$

$$B_{\text{кГ}} = B_* \cdot I_{\text{поГ}}^2 \cdot t_{\text{відк}}; \quad (2.106)$$

$$B_{\text{кГС}} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{\text{поГ}} \cdot t_{\text{відк}}, \quad (2.107)$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора[1].

$$B_{\text{ка}} = 54,34^2 \cdot 0,04 + 59,24^2 \cdot 0,545 + \frac{4 \cdot 54,34 \cdot 59,24}{0,04^{-1} + 0,545^{-1}} = 2511 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{кС}} = 54,34^2 \cdot 4 = 11811 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{кГ}} = 0,3 \cdot 59,24^2 \cdot 4 = 4211 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{кГС}} = 2 \cdot 54,34 \cdot 0,8 \cdot 59,24 \cdot 4 = 20602 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{кп}} = 11811 + 4211 + 20602 = 36624 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{к}} = 36624 + 2511 = 39135 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

К₄

- струм TR1:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1541 (\text{А});$$

$$B_k = I_{\text{поС}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_{\text{а,сх}}) + I_{\text{поД}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_\text{Д} + T_{\text{а,сх}}) + 2 \cdot I_{\text{поД}} \cdot I_{\text{поС}} \cdot (T'_\text{Д} + T_{\text{а,сх}}), \quad (2.108)$$

де:

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{I_{\text{поС}} \cdot T_{\text{аС}} + I_{\text{поД}} \cdot T_{\text{аД}}}{I_{\text{поС}} + I_{\text{поД}}}; \quad (2.109)$$

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{13,01 \cdot 0,05 + 5 \cdot 0,04}{13,01 + 5} = 0,047.$$

$$B_k = 13,01^2 \cdot (1,2 + 0,047) + 5^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,047) + 2 \cdot 13,01 \cdot 5 \cdot (0,07 + 0,047) = 228,3 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

К₅

НН АТЗ:

$$I_{\text{р.маx}} = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 528 (\text{А});$$

$$B_k = 5,89^2 \cdot (0,3 + 0,35) = 22,54 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

К₆

РУ ВП:

$$I_{\text{р.маx}} = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1541 (\text{А});$$

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{10,26 \cdot 0,05 + 5 \cdot 0,04}{10,26 + 5} = 0,0467.$$

$$B_k = 10,26^2 \cdot (1,2 + 0,0467) + 5^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,0467) + 2 \cdot 10,26 \cdot 5 \cdot (0,07 + 0,0467) = 145,2 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

К₇

- струм від генератора:

$$I_{p.\max} = \frac{588 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 17888 \text{ (A)};$$

В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ:

$$B_{\text{ка}} = 102,61^2 \cdot 0,04 + 79,08^2 \cdot 0,478 + \frac{4 \cdot 102,61 \cdot 79,08}{0,04^{-1} + 0,478^{-1}} = 4608 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кС}} = 102,61^2 \cdot 4 = 42115 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кГ}} = 0,3 \cdot 79,08^2 \cdot 4 = 7504 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кГС}} = 2 \cdot 102,61 \cdot 0,8 \cdot 79,08 \cdot 4 = 51932 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кП}} = 42115 + 7504 + 51932 = 101551 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{к}} = 101551 + 4608 = 106159 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Результати розрахунку теплових імпульсів зводимо до табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Результати розрахунку теплових імпульсів

ТКЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7
$B_{\text{к}}, \text{кА} \cdot \text{с}^2$	157,4	40,7	39135	228,3	22,54	145,2	106159

3 ВИБІР АПАРАТУРИ

3.1 Вибір комутаційної апаратури

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-330 кВ. Вибираємо вимикач [1, с. 182] типу ВГБ-330У1.

- за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (3.1)$$

$$330 \text{ кВ} \leq 330 \text{ кВ};$$

- за тривалим струмом:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (3.2)$$

$$1084 \text{ А} \leq 3150 \text{ А};$$

Проводимо перевірку:

а) на вимикальну здатність вимикача:

- перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{відк.ном}}; \quad (3.3)$$

$$16,4 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

- перевірка на відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{відк.ном}}}{100}, \quad (3.4)$$

де $i_{\text{а.ном}}$ - номінальне допустиме значення аперіодичної складової в струмі, який відключається, для часу τ ;

τ - найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів;

β - нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі КЗ,

$$14,1 \text{ кА} \leq \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,6 \text{ кА};$$

- перевірка за вимикальною здатністю і за повним струмом КЗ:

$$\sqrt{2}I_{п.т} + i_{а.т} \leq \sqrt{2} \cdot I_{відк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (3.5)$$

$$\sqrt{2} \cdot 16,4 + 14,1 = 37,06 \text{ (кА)} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 80 \text{ (кА)};$$

б) на електродинамічну стійкість:

$$I_{п.0} \leq I_{дин} \quad (3.6)$$

$$16,92 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (3.7)$$

$$44,44 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА},$$

умови виконуються.

де $I_{дин}$ – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ [2];

$i_{дин}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) [2].

в) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (3.8)$$

$$157,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де B_k – розрахунковий тепловий імпульс струму КЗ;

I_T – середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості) за каталогом;

t_T – тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом, с;

умова виконується.

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 273] типу РП-330/3200 У1.

- за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (3.9)$$

$$330 \text{ кВ} \leq 330 \text{ кВ};$$

- за тривалим струмом:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}} \quad (3.10)$$

$$1084 \text{ А} \leq 3200 \text{ А};$$

Проводимо перевірку:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (3.11)$$

$$44,44 \text{ кА} \leq 160 \text{ кА};$$

- на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (3.12)$$

$$157,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Умови виконуються. Вибір комутаційних апаратів у інших точках проводимо аналогічно. Результати зведені у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вибір комутаційної апаратури

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП-330 кВ	ВГБ-330 У1	РП-330/3200 У1
$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 1084 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 16,4 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 14,1 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{відк.ном}} \beta_H = 22,6 \text{ кА}$	—

$I_{п.0} = 16,92 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 44,44 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 157,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 3.1

ВРП-220 кВ	ВГБУ-220 У1	РНД-220/2000 У1
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 1572 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п.т} = 8,37 \text{ кА}$	$I_{відк.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 8,69 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{відк.ном} \beta_H = 19,8 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 8,61 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 23,31 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 40,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
НН АТЗ	ВВУ-35А-40/2000 У1	РНД-35/2000 У1
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 30 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 528 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п.т} = 5,89 \text{ кА}$	$I_{відк.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 5,45 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{відк.ном} \beta_H = 16,9 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 5,89 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 15,93 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 22,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РУ ВП 6 кВ	ВР6В	КУ10Ц
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 1541 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{п.т} = 22,66 \text{ кА}$	$I_{відк.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 5,93 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{відк.ном} \beta_H = 14,142 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 15,26 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 36,06 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k = 145,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор 200 МВт	ВВГ-20-160/12500 У3	РВП-20/12500У3
$U_{ном} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 9090 \text{ А}$	$I_{ном} = 12500 \text{ А}$	$I_{ном} = 12500 \text{ А}$

$I_{п.т} = 99,04 \text{ кА}$	$I_{в\dot{и}дк.ном} = 160 \text{ кА}$	—
$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} = 233,2 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{в\dot{и}дк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) = 238 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 113,58 \text{ кА}$	$I_{дин} = 160 \text{ кА}$	—
$i_y = 313,17 \text{ кА}$	$i_{дин} = 410 \text{ кА}$	$i_{дин} = 490 \text{ кА}$
$B_K = 39135 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В колі генератора 500 МВт встановлюємо вимикач навантаження типу КАГ-24-30/30000У3: $U_{ном} = 24 \text{ кВ}$; $I_{ном} = 30 \text{ кА}$; $I_{ном.відкл} = 30 \text{ кА}$; $i_{дин} = 500 \text{ кА}$; $I_T / t_T = 190 / 3 \text{ кА/с}$.

3.2 вибір струмоведучих частин

3.2.1 Вибір гнучких шин (збірних шин)

Вибір збірних шин ВРУ– 330 кВ здійснюється на основі максимального робочого струму найпотужнішого приєднання, яким є лінія електропередачі (ЛЕП). Згідно [1]: Вибираємо шини з проводу 2·АС240/39, каталожні дані взято з [2], с. 428: $I_{доп} = 2 \cdot 610 \text{ А}$; $d = 21,6 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{доп} = 2 \cdot 610 = 1220 \text{ А} > I_{max} = 1084 \text{ А}.$$

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E, \quad (3.13)$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (3.14)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = 21,6 / 20 = 1,08$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 32 \text{ (кВ / см)};$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (3.15)$$

де n – кількість проводів в фазі.

K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі [1, табл. 7.4]:

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a};$$

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{1,08}{40} = 1,1;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [1, табл. 5.4]:

$$r_{ек} = \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2};$$

$$r_{ек} = \sqrt[3]{1,08 \cdot 40^2} = 12 \text{ (см)};$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (3.16)$$

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 5.3];

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)};$$

$$E = 1,1 \cdot \frac{0,354 \cdot 340}{2 \cdot 1,08 \cdot \lg(567/12)} = 22,2 \text{ (кВ / см)};$$

$$0,9 \cdot 32 = 28,8 \text{ (кВ / см)} > 1,07 \cdot 22,2 = 23,754 \text{ (кВ / см)};$$

умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

Термічна перевірка не потрібна, оскільки шини виготовлені з голих проводів і розташовані на відкритому повітрі.

Відгалуження до БТ2:

Економічний переріз

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (3.17)$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм²;

$I_{норм}$ – струм нормального режиму, А.

$$I_{норм.БТ2} = \frac{588 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1030 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = \frac{1030}{1} = 1030 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо два проводи марки АС550/71 за умови відсутності корони.

Відгалуження до АТ3:

$$I_{норм.АТ3} = \frac{399 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 678,3 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = \frac{678,3}{1} = 678,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо провід марки АС700/86 за умови відсутності корони.

Ми обираємо збірні шини ВРУ– 220 кВ на основі максимального робочого струму найпотужнішого приєднання, яким є автоматична трансформаторна станція (АТЗ).

Згідно [1]: Вибираємо шини з проводу $2 \times \text{АС}500/27$, каталожні дані взято з [2], с. 428: $I_{\text{доп}} = 2 \cdot 960 = 1920 \text{ А}$; $d = 29,4 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 1920 \text{ А} > I_{\text{max}} = 1572 \text{ А};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,47}} \right) = 30,973 \text{ (кВ / см)};$$

$$r_0 = d / 20 = 1,47 \text{ см} - \text{радіус проводу};$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ (см)};$$

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1,47}{20} = 1,25;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,47 \cdot 20} = 5,45 \text{ (см)};$$

$$E = 1,25 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{2 \cdot 1,47 \cdot \lg(567 / 5,45)} = 18,05 \text{ (кВ / см)};$$

$$0,9 \cdot 30,973 = 27,876 \text{ (кВ / см)} > 1,07 \cdot 18,05 = 19,31 \text{ (кВ / см)};$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Відгалуження до БТ1:

$$I_{\text{норм.БТ1}} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 618,2 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{618,2}{1} = 618,2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо провід марки АС700/86 за умови відсутності корони.

Відгалуження до АТЗ:

$$I_{\text{норм.АТЗ}} = \frac{399 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1048,3 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = 1048,3/1 = 1048,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо два проводи марки АС550/71.

Відгалуження до TR1:

$$I_{\text{норм.ТR1}} = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 251,6 \text{ (А)};$$

Встановлюємо провід марки АС95/16.

10.2 Вибір пофазно-екранованого струмопроводу

Ми обираємо комплектні екрановані струмопроводи для кола генератора і на ділянці від шин власних потреб до ТВП і ПРТВП, керуючись номінальними характеристиками генератора і трансформатора власних потреб.

Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}, \quad (3.18)$$

де $i_{\text{дин}}$ – струм динамічної стійкості струмопроводу.

Електродинамічна стійкість оцінюється за амплітудним струмом, який повинен перевищувати розрахунковий ударний струм короткого замикання приєднання.

Ділянку від вивода генератора ТГВ-200 до фасадної стіни головного корпусу станції виконуємо типу ТЭКН-Е-20-10000-300:

$$I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}; U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}; i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА};$$

Тип вбудованого трансформатора напруги: ЗНОМ-15; ЗНОМ-24;

Тип вбудованого трансформатора струму: ТШЛ-20-10000/5.

Розрахуємо струм обтяженого режиму

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном,Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95}; \quad (3.19)$$

$$I_{\max} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,09 \text{ кА};$$

Перевіряємо струмопровід:

$$I_{\max} = 9,09 \text{ кА} \leq I_{\text{ном}} = 10 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = 200,32 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

Отже струмопровід підходить. Результати вибору інших струмопроводів зводимо до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір струмопроводу

Ділянка	Струмопровід
ТГВ-200	ТЕКН-Е-20-10000-300
$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 9090 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 147,17 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$
	ТС: ТШВ-20-10000/5
	ТН: ЗОМ-1/15, ЗНОМ-15.
ТГВ-500	ТЕКН-Е-20-20000-560
$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 17888 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 20000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 281,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}$
	ТС: ТШВ-24-24000/5
	ТН: ЗОМ-1/20, ЗНОМ-20.
ПРТВП	ТЭК-6-3200-125
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1541 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 67,25 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ А}$

Вибір жорстких шин та ізоляторів

Виконаємо вибір шин ПРТВП 6 кВ.

За умовами експлуатації беремо однополосні алюмінієві шини 100×10 мм.

$$I_{\text{доп}} = 1820 \text{ А}; q = 1000 \text{ мм}^2;$$

По умовах нагріву в тривалому режимі:

$$I_{\text{доп}} = 1820 \text{ А} \geq I_{\text{р.макс}} = 1541 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{C}; \quad (3.20)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{228,3 \cdot 10^6}}{90} = 167,8 \text{ мм}^2;$$

$$q = 1000 \text{ мм}^2 \geq q_{\text{min}} = 247 \text{ мм}^2;$$

отже шини термічно стійкі.

Перевіримо шини на механічну міцність.

Визначаємо відстань l між ізоляторами при умові, що частота власних коливань буде більше 200 Гц:

$$200 \leq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \text{ звідки } l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (3.21)$$

де J - момент інерції поперечного перерізу шини відносно вісі, перпендикулярної напрямку вигинаючої сили, см^4 .

Якщо шини розташовані на ребрі, то:

$$J = \frac{b^3 \cdot h}{6}; \quad (3.22)$$

$$J = \frac{1^3 \cdot 10}{6} = 1,6 \text{ см}^4;$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (3.23)$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{1,6}{1 \cdot 10}} = 0,346 \text{ м}^2;$$

$$l < \sqrt{0,346} = 0,58 \text{ м.}$$

Якщо шини розташовані плазом, то:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6}; \quad (3.24)$$

$$J = \frac{1 \cdot 10^3}{6} = 166 \text{ см}^4;$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}};$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{166}{1 \cdot 10}} = 3,52 \text{ м}^2;$$

$$l < \sqrt{3,52} = 1,87 \text{ м.}$$

Ця конфігурація розташування шин на ізоляторах дозволяє збільшити проліт до 1,87 м, що призводить до значної економії на ізоляторах. Ми приймаємо розташування шин в плазі, з пролітом 2,0 м і відстанню між фазами 0,8 м.

Перевірка на механічну стійкість.

Момент опору шини щодо осі, яка перпендикулярна дії сили:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{3}; \quad (3.25)$$

$$W = \frac{1 \cdot 10^2}{3} = 33 \text{ см}^2.$$

Напруженість у матеріалі шини, що виникає при дії згинаючого моменту:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W}, \quad (3.26)$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{2^2 \cdot 67,25^2}{0,8 \cdot 33,00} = 11,85 \text{ МПа}.$$

Приймаємо алюмінієві шини: $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$. Вони задовольняють умові:

$$\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа} \geq \sigma_{\text{розр}} = 11,85 \text{ МПа}.$$

Вибір ізоляторів.

В розподільчих установках шини кріпляться на опорних, прохідних і підвісних ізоляторах. Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, вибір яких здійснюється відповідно до наступних умов:

– за номінальною напругою: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;

– за допустимим навантаженням: $F_{\text{розр.}} \leq F_{\text{доп.}}$,

де $F_{\text{розр.}}$ – розрахункова сила, яка діє на ізолятор, Н;

$F_{\text{доп.}}$ – допустиме навантаження на головку ізолятора.

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot F_{\text{руйн.}}, \quad (3.27)$$

де $F_{\text{руйн.}}$ – руйнівне навантаження на вигин.

Максимальна сила, що діє на вигин:

$$F_{\text{в.}} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (3.28)$$

$$F_{\text{в.}} = 1,62 \cdot \frac{67,25^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 1831 \text{ Н}.$$

Перевіримо ізолятор на механічну міцність. Вибираємо опорний ізолятор ИО-6-3,75-У3 з параметрами: $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$, $F_{\text{руйн.}} = 3750 \text{ Н}$.

$$F_{\text{розр}} = K_h \cdot F_{\text{в}} = 1 \cdot 1831 = 1831 \text{ Н} < 0,6 \cdot F_{\text{руйн.}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}; \quad (3.29)$$

Отже, ізолятор підходить.

Вибираємо прохідний ізолятор ИП-10/3150-3000 У, ХЛ, Т2 з параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}; F_{\text{руйн}} = 3000 \text{ Н}.$$

Прохідний ізолятор вибираємо за напругою і номінальним струмом:

$$U_{\text{уст}} = 6,3 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 1541 \text{ (А)} \leq I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А};$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{\text{в}} = 0,5 \cdot 2061 = 1030,5 \text{ Н} < 0,6 \cdot F_{\text{руйн}} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}; \quad (3.30)$$

Отже, ізолятор підходить.

Вибираємо кабель для електродвигуна типу 2АЗМ-800/6000:

$$P_{\text{ном}} = 800 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ А};$$

$$T_{\text{max}} = 6000 \text{ год};$$

Вибираємо кабель марки ААШв, 6 кВ, трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 89,5 / 1,2 = 74,6 \text{ мм}^2;$$

$$\text{Приймаємо кабель } 3 \times 95 \text{ мм}^2, I_{\text{доп.ном}} = 165 \text{ А};$$

З врахуванням поправочного коефіцієнта на температуру повітря (К₂ = 0,87) допустимий струм складає:

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 165 = 143,6 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ А};$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{492,7 \cdot 10^6}}{90} = 247 \text{ мм}^2 > q = 95 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель перерізом 300 мм², $I_{\text{доп.ном}} = 330$ (А).

3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори струму та напруги призначені для зниження первинного струму та напруги до стандартних значень, які є найбільш зручними для вимірювальних приладів і реле. Вони також використовуються для ізоляції вимірювальних кіл і систем захисту від високовольтних первинних кіл.

3.3.1. Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Оберемо вимірювальний трансформатор струму для підключення вимірювальних приладів до кола генератора ТГВ-200.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по [3], схема ввімкнення приладів показана на рис. 3.1. Оскільки ділянка від виводів генератора до стіни турбінного відділення виконана комплектним струмопроводом ТЭКН-Е-20-10000-300, то обираємо трансформатори струму, вбудовані в струмопровід, ТШ-20-10000/5, параметри якого з [2]: $U_{\text{ном}} = 20$ кВ; $I_{1\text{ном}} = 10$ кА; $r_{2\text{ном}} = 1,2$ Ом; $I_{\text{тер}} = 160$ кА; $t_{\text{тер}} = 3$ с, клас точності 0,5.

Його перевірку проводимо за умовами:

- По напрузі установки:

$$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

- По допустимому струму:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{1\text{ном}}; \quad (3.31)$$

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95}; \quad (3.32)$$

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,09 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{роб.мах}} = 9,09 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 10 \text{ кА}.$$

– По електродинамічній стійкості:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}. \quad (3.33)$$

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин, тому по цій умові вони не перевіряються.

– По термічній стійкості:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}; \quad (3.34)$$

$$25419 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

– По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н}, \quad (3.35)$$

де $Z_2 = \Sigma Z_{\text{пр}} + R_k + R_{\text{з.пров.}}$ – розрахункове навантаження;

$R_k = 0,1 \text{ Ом}$ [1] – опір контактів;

$R_{\text{з.пров.}}$ – опір з'єднувальних проводів;

$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2н}^2$ – сумарний опір приладів.

Для оцінки навантаження на трансформатор струму за вторинним навантаженням, використовуючи схему включення і каталожні дані приладів, що наведені в [2], визначаємо навантаження по фазам для найбільш завантаженого трансформатора ТА1.

З табл. 11.1. видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2н}^2; \quad (3.36)$$

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = 14 / 5^2 = 0,56 \text{ Ом}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2н} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_k; \quad (3.37)$$

$$R_{з.пров.} = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом.}$$

Відповідно [3], для генератора 200 МВт застосовується кабель з мідними жилами (питомий опір міді $\rho=0,0175$), орієнтовна довжина 30 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1] $l_{розр} = l = 30$ м; тоді переріз кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{розр.}}{R_{з.пров.}}; \quad (3.38)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 30}{0,54} = 0,972 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з мідними жилами перерізом 1,5 мм².

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 30}{1,5} + 0,1 + 0,56 = 1,01 \text{ Ом} < Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Таблиця 3.3 – Вимірювальні прилади, що підключені до ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
		А	В	С
Амперметр реєструючий	Н-394	—	10	—
Ватметр	Д-345	0,5	—	0,5
Варметр	Д-345	0,5	—	0,5
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	—	2,5
Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
Ватметр (щит турбіни)	Д-345	0,5	—	0,5
Сумарне значення		14	10	14

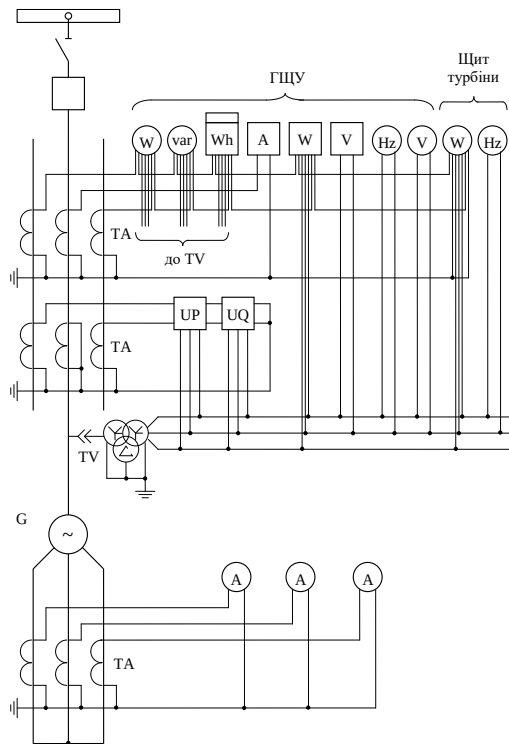


Рисунок 3.1 – Схема включення вимірювальних приладів генератора

3.3.2. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

В колі комплектного струмопровода, якій приєднаний до генератора ТГВ-200 (див. п. 7.3), встановлений трансформатор напруги ЗНОМ-15-63У2.

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.},$$

де $S_{2н} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в класі точності 0,5 [2]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;

$S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (табл. 3.4.). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2]. Схема включення приладів зображена на рис. 3.1.

Таблиця 3.4 - Вимірювальні прилади, що підключені до ТН

Назва	Тип	S однієї катушки	К-ть котушок	cos φ	sin φ	P, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-345	2	2	1	0	4	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-345	2	2	1	0	4	—
Варметр	Д-345	2	2	1	0	4	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	И-680	2	2	0,38	0,925	4	9,7
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Э-362	1	1	1	0	1	—
Частотомір (щит турбіни)	Э-362	1	1	1	0	1	—
Сумарне значення						70	9,7

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (3.39)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{70^2 + 9,7^2} = 70,669 \text{ В}\cdot\text{А};$$

$$S_{2\text{розр}} = 70,669 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{н}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А};$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Вибір інших трансформаторів струму та напруги на всіх ділянках (ділянках генераторів, трансформаторів, ліній) проводимо аналогічно. Результати вибору зводимо у табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор
-----------------	---------------

	Струму	Напруги
ВРУ-330 кВ	ТФУМ-330 А	НКФ-330-83У1
ВРУ-220 кВ	ТФЗМ-220 Б І	НКФ-220-58У1
Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН 330: сторона СН 220: сторона НН 35:	ТВТ-330 І-2000/1 ТВТ-220 І-2000/1 ТВТ-35 І-1500/1	— — —
Блочний трансформатор БТ ₄₋₅ : сторона ВН 330: сторона НН 20:	ТВТ-330 І-2000/1 ТПОЛ-20-1500/5	— —
Блочний трансформатор БТ ₁₋₃ : сторона ВН 220: сторона НН 15,75:	ТВТ-220 І-2000/1 ТПОЛ-20-1500/5	— —
Турбогенератор 200 МВт	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-15-63 У2
Турбогенератор 500 МВт	ТШ-24-24000/5	ЗНОМ-20-63 У2
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR2: сторона ВН 35: сторона НН 6,3:	ТВТ-35 І-1500/1 ТШЛ-10-2000/5	— —
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR1: сторона ВН 220: сторона НН 6,3:	ТВТ-220 І-2000/1 ТШЛ-10-2000/5	— —
ТВП1-3:сторона ВН 15,75: сторона НН 6,3:	ТПОЛ-20-1500/5 ТШЛ-10-2000/5	— —
ТВП4-5:сторона ВН 20: сторона НН 6,3:	ТПОЛ-20-1500/5 ТШЛ-10-2000/5	— —
РУВП 6 кВ	ТШЛ-10-2000/5	ЗНОЛ.06-6У3

3.4 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг. Вибір розрядників здійснюється відповідно до класу напруги установки, з використанням довідникових даних [2]. В нейтралі блочних трансформаторів розрядники встановлюються напругою на один клас нижче, ніж номінальна напруга трансформатора.

Таблиця 3.6 – Вибір пристроїв обмеження перенапруг

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ 2 з боку ВРУ 330 кВ	ОПН-330 У1
Виводи БТ 1 з боку ВРУ 220 кВ	ОПН-220 У1
Виводи БТ 1 з боку генераторів (200 МВт)	ОПН-15У1
Виводи БТ 2 з боку генераторів (500 МВт)	ОПН-20У1
ЛЕП 330 кВ	ОПН-330 У1
ЛЕП 220 кВ	ОПН-220 У1
Виводи ВН АТЗ	ОПН-220 У1
Виводи СН АТЗ	ОПН-330 У1
РУ ВП 6кВ	ОПН-6
Нейтраль БТ1	ОПН-110У1

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 330 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 330 кВ:

$$I_{p.max} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; \quad (3.40)$$

$$I_{p.max} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 824,3 \text{ (A)}.$$

Вибираємо загороджувач ВЗ-1250-0,5У1.

$$I_{max} \leq I_{ном}: \quad 824,3 \text{ A} < 1250 \text{ A};$$

$$U_{уст} \leq U_{ном}: 330 \text{ кВ} = 330 \text{ кВ}.$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (3.41)$$

$$44,44 \text{ кА} < 80 \text{ кА}.$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (3.42)$$

$$157,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Всі умови виконуються.

3.5 Вибір акумуляторної батареї

На станціях з блочними схемами для кожних двох агрегатів, які обслуговуються з одного блочного щита керування, передбачається встановлення однієї аварійної батареї (АБ).

Ці АБ розташовані в головному корпусі. Вони мають бути оснащені елементним комутатором (ЕК) і працювати в режимі постійного підзаряду з автоматичним регулюванням напруги на шинах, а також з автоматичним або напівавтоматичним підзарядом хвостових елементів. Виконаємо розрахунок АБ для ТГВ-200 МВт (одна батарея на блок).

Розрахунок навантаження установки постійного струму [4] зведений в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7– Підрахунок навантажень на АБ

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}},$ кВт	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{розр}},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А	$I_{\text{ав}},$ А	$I_{\text{п}},$ А
Постійне навантаження	—	—	—	30	—	30	30
Аварійне освітлення	—	—	—	200	—	200	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	2	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасосу ущільнень генератора	1	11	128	50	150	50	150
Електродвигун аварійного маслонасосу змазки турбін	1	14	200	73	184	73	184
Разом						413	424

Приймаємо одну акумуляторну батарею типу СК на блок.

Розрахункова тривалість аварійного навантаження 0,5 год. По [3] приймаємо: номінальна напруга на шинах установки $U_{\text{ш}} = 230$ В, напруга на елементі в режимі підзарядки $U_{\text{кз}} = 2,15$ В. Розрахункова температура електроліту $+25^{\circ}\text{C}$.

З таблиці 13.1 впливає:

$$I_{\text{ав}} = 413 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{т}} = 424 \text{ (A)}.$$

Розрахуємо кількість елементів батареї:

– основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки):

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{пз}}}; \quad (3.43)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108;$$

– загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{р}}}, \quad (3.44)$$

де $U_p = 1,75 \text{ В [1]}$ – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

$$n = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130;$$

– додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0; \quad (3.45)$$

$$n_{\text{дод}} = 130 - 108 = 22.$$

В режимі заряду при максимальній напрузі на елементі 2,7 (В) до шин приєднується

$$n_{\text{min}} = 230 / 2,7 = 85.$$

Виходячі із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (3.46)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;

$I_{\text{ав}}$ – струм півгодинного аварійного розряду, А;

$j = 25 \text{ А/Н [1]}$ – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot \frac{413}{25} = 17,3.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [1]: $N = 20$ (типу Varta).

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq \frac{I_{\text{пошт.}}}{46}; \quad (3.47)$$

$$N < 20; \quad (3.48)$$

$$\frac{413}{46} = 8,97;$$

8,97 < 20, умова виконується.

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею N=20 типу “Varta”.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним 0,15 N [1]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N; \quad (3.49)$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно навантаження (таблиця 13.1).

$$I_{\text{ПЗП}} = 30 + 0,15 \cdot 20 = 33(\text{A}).$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0; \quad (3.50)$$

$$U_{\text{ПЗП}} = 2,15 \cdot 108 = 232 (\text{В}).$$

В якості ПЗП застосовують агрегати з твердими випрямлячами типу ВА3П-380/260-40/80.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N; \quad (3.51)$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 20 = 1 (\text{A});$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}; \quad (3.52)$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 (\text{В}).$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3, який поставляється комплектно з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга (в кінці заряду) зарядного пристрою:

$$I_{зп} = I_{пост} + 5 \cdot N ; \quad (3.53)$$

$$I_{зп} = 30 + 5 \cdot 20 = 130 \text{ (A)};$$

$$U_{зп} = U_3 \cdot n; \quad (3.54)$$

$$U_{зп} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ (В)}.$$

Обираємо зарядний агрегат моделі ТППС-800 (номінальна напруга $U_{ном}=380 \text{ В}$, номінальний струм $I_{ном}=800 \text{ А}$). Вибрана акумуляторна батарея відповідає всім технічним вимогам і зможе підтримати роботу станції у випадку аварійної ситуації протягом необхідного часу для відновлення нормального режиму.

3.6 Розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ високої напруги

Для ВРУ-330 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 3.2.

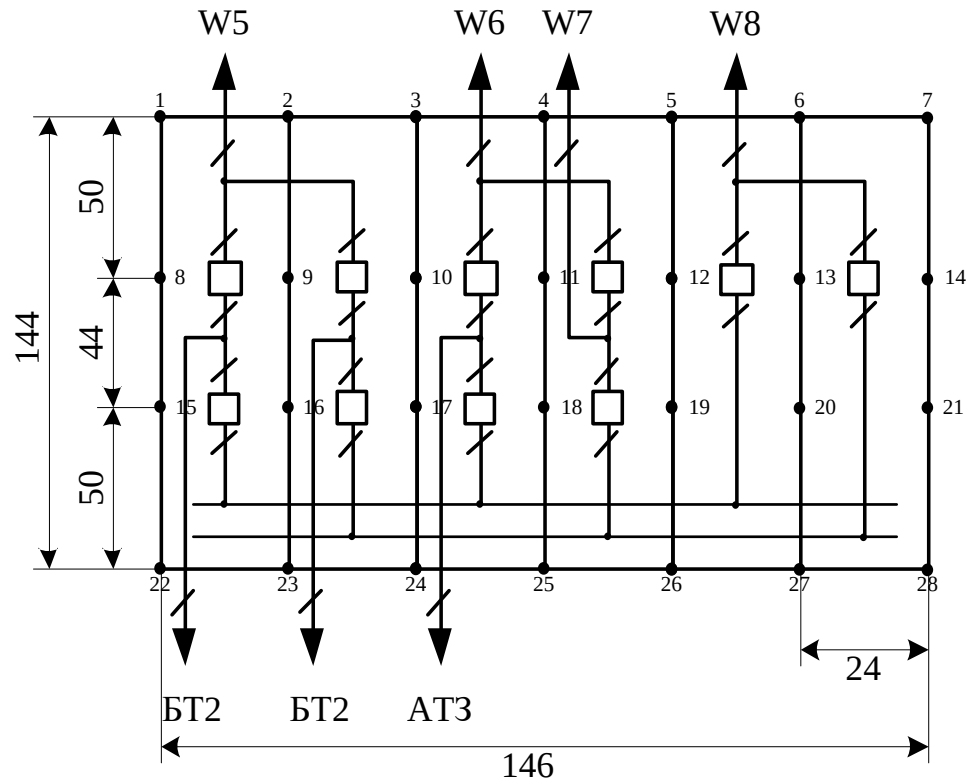


Рисунок 3.2 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку [4]:

а) висота блискавковідводу: $h = 36$ (м);

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 24$ (м).

$$2 / 3h = 2 / 3 \cdot 36 = 24(\text{м}) > h_x = 24(\text{м}).$$

Радіус та ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x). \end{aligned} \right\} \quad (3.55)$$

де:

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (3.56)$$

де L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Таблиця 3.8 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	B_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 8-9, 9-10, 10-11, 12-13, 13-14, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 22-23, 23-24, 24-25, 25-26, 26-27, 27-28	24	35,33	16	9
1-8, 2-9, 3-10, 4-11, 5-12, 6-13, 7-14, 15-22, 16-23, 17-24, 18-25, 19-26, 20-27, 21-28	50	33,14	9,43	9
1-9, 2-10, 3-11, 4-12, 5-13, 6-14, 4-20, 15-23, 16-24, 17-25, 18-26, 19-27, 20-28	55,5	32,5	7,47	9
8-15, 9-16, 10-17, 11-18, 12-19, 13-20, 14-21	44	33,5	10,73	9
8-16, 9-17, 10-18, 11-19, 12-20, 13-21	52	32,9	8,74	9

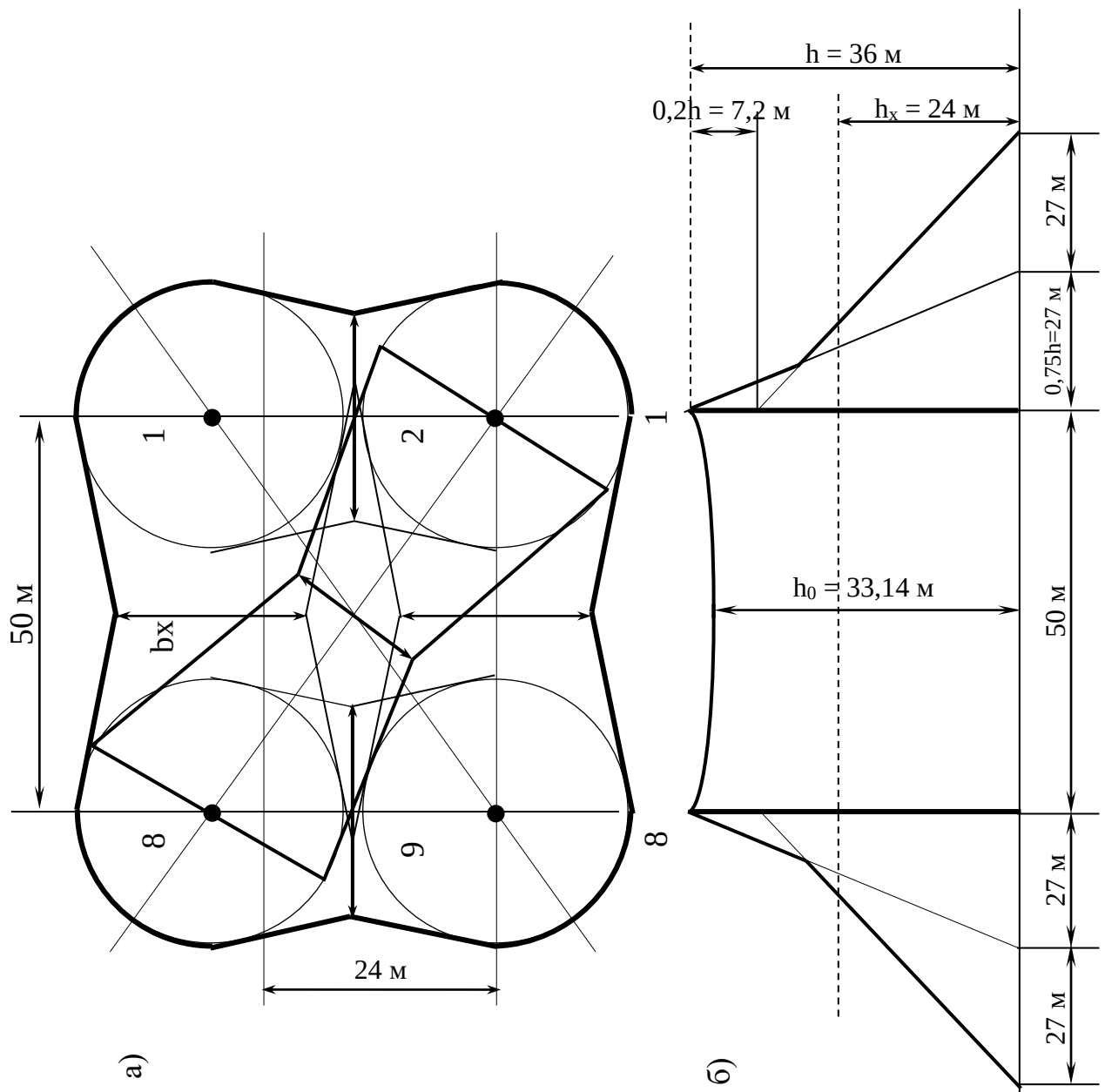


Рисунок 3.3 – Вид на зону блискавководів зверху (а) та збоку (б)

Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (146 \times 140) = 20440 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 $\rho_1 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_b = 36 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_b = 4 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (146 + 144) / 36 = 10,5 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 300 = 2;$$

$$a / l_B = 10,5 / 4 = 2,62;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{20440} = 143 \text{ (м)};$$

Опір штучного заземлюючого пристрою [4, 8, 9]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (3.57)$$

де A – функція відношення $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$;

$\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом·м;

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (3.58)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (3.59)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{143} = 0,032 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,032 = 0,418;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,6}{4} = 0,35.$$

$$L_r + L_B = (146 \cdot 13 + 144 \cdot 13) + 4 \cdot 36 = 3914 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [4] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,2$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір штучного заземлювача:

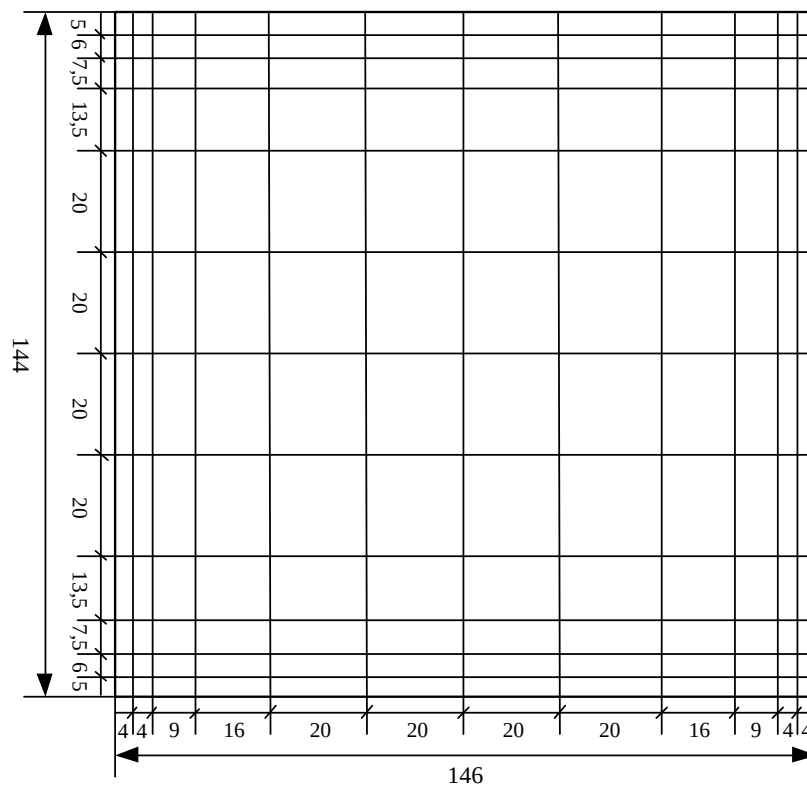
$$R_{\text{ш}} = 0,418 \cdot 360 / 143 + 360 / 3914 = 1,14 \text{ (Ом)} > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо ЗП до штучного заземлювача системи «трос-опори» $R_{\text{п1}} = 1,2 \text{ Ом}$, та фундаменти опор $R_{\text{п2}} = 1,1 \text{ Ом}$.

Опір заземлювача:

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}}{R_{\text{ш}} + R_{\text{п1}} + R_{\text{п2}}};$$

$$R'_3 = \frac{1,14 \cdot 1,2 \cdot 1,1}{1,14 + 1,2 + 1,1} = 0,43 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$



4. РОЗРАХУНКИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МІЦНОСТІ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВВОДІВ

4.1 Розрахунок електричної міцності вводів

Метою розрахунку високовольтних вводів є забезпечення їхньої надійної роботи за умови різних електричних впливів, що можуть виявлятися в процесі експлуатації. При цьому необхідно виключити можливість: - виникнення часткових розрядів, що призводять до пробую ізоляційного остова; - розвиток теплового пробую ізоляційного остова; - перекриття ізоляційного остова між краями вирівнювальних обкладок; - перекриття фарфорових покриттів. Розміри і конструкція ізоляційного остова високовольтного вводу конденсаторного типу потрібно вибирати таким чином, щоб була виключена можливість пробую в результаті тривалого існування іонізаційних процесів, що виникають під впливом електричного поля на поверхні або всередині ізоляції. Розрізняють такі іонізаційні характеристики ізоляції: - напруга початкової іонізації $U_{ном}$, тобто найменша напруга виникнення іонізаційних процесів слабкої інтенсивності або корони, що не призводять до помітної руйнації ізоляції або зменшення напруги іонізації у разі короточасного впливу перенапруг; - напруга критичної іонізації $U_{кр}$, тобто найменша напруга виникнення іонізаційних процесів значної інтенсивності або ковзних розрядів, здатних викликати швидко помітну руйнацію ізоляції, що супроводжується зниженням напруги іонізації;

Мінімальна напруга іонізації U_{min} , тобто найменше значення, до якого може знизитися напруга іонізації під впливом критичної іонізації або інших чинників. Урахування іонізаційних характеристик може полягати у виборі робочої напруженості електричного поля нижчої від мінімальної напруженості, за якої ще буде відбуватися іонізація. У цьому випадку вплив на ізоляцію перенапруг може спричиняти часткові розряди тієї або іншої інтенсивності, проте з подальшим зниженням напруги до рівня робочої ці розряди припиняться й ізоляція залишиться придатною для подальшої експлуатації. Однак такий вибір робочих

напруженостей поля зумовлює збільшення розмірів ізоляції. Натепер робочу напруженість поля встановлюють меншою від напруженості початкової іонізації (але більшою за мінімальну напруженість). У разі випробувальної напруги напруженість електричного поля має бути меншою від напруженості критичної іонізації. У цьому випадку зі збільшенням випробувальної напруги або внаслідок впливу комутаційних перенапруг в ізоляції може виникати початкова іонізація, яка зі зниженням напруги до робочої припиниться.

Для ретельно виготовленої паперово-масляної ізоляції конденсаторного типу робоча напруженість електричного поля E_p , тобто напруженість поля при робочій (фазовій) напрузі, за умови відсутності початкової іонізації може бути.

$$E_p \leq 10,5 \cdot \delta^{-0,58} \text{ (кВ/см)}, \quad (4.1)$$

де δ – товщина шару ізоляції між двома вирівнювальними обкладками, см. Напруженість поля за умови впливу випробувальної напруги $E_{вип}$ та відсутності критичної іонізації повинна становити

$$E_{вип} \leq 32 \cdot \delta^{-0,58} \text{ (кВ/см)} \quad (4.2)$$

Для паперово-бакелітової ізоляції напруженість поля за умови впливу робочої напруги: - остова в маслі

$$E_p \leq 9,5 \cdot \delta^{-0,55} \text{ (кВ/см)}; \quad (4.3)$$

- остова в повітрі

$$E_p \leq 4,3 \cdot \delta^{-0,55} \text{ (кВ/см)}, \quad (4.4)$$

У разі роботи паперово-бакелітового остова як в маслі, так і в повітрі напруженість поля при впливі випробувальної напруги [4]

$$E_{вип} \leq 39 \cdot \delta^{-0,55} \text{ (кВ/см)}. \quad (4.5)$$

Формули (1) і (5) дозволяють визначити допустиме значення радіальної складової напруженості електричного поля в ізоляційному остові. Допустиму аксіальну складову напруженості електричного поля визначають за умови відсутності розряду вздовж уступів ізоляційного остова. Розрядну напругу вздовж уступу між краями сусідніх вирівнювальних обкладок у маслі (нижня частина вводу) можна визначити за емпіричною формулою

$$U_{\text{п.н}} = 14\sqrt{0,1 + \delta + 3,17\lambda_{\text{н}}\sqrt{\delta}} \text{ (кВ)}, \quad (4.6)$$

де $\lambda_{\text{н}}$ – довжина уступу в нижній частині вводу, см. Розраховуючи довжини уступів між кінцями сусідніх вирівнювальних обкладок, виходять з того, щоб розрядна напруга вздовж уступів по нижній частині вводу, розрахована за формулою (6), перевищувала його витримувану напругу в 1,3 – 1,6 раза. Розмір довжини уступів в маслі вважається достатнім, якщо аксіальна напруженість $E_{\text{а.н}}$ становить (8,7 – 10) кВ/см і не перевищує

$$E_{\text{а.н}} = \frac{U}{\sum \lambda_{\text{н}}} < 12,5 \text{ кВ/см}, \quad (4.7)$$

де U – розрахункова напруга. Довжини уступів у верхній частині вводу вибирають з умов координації зовнішньої ізоляції по повітряній і масляній частинах. Аксіальна розрядна напруженість уздовж поверхні діелектрика в повітрі приблизно в 2 рази менша від аксіальної розрядної напруженості в маслі. Тому довжину верхньої фарфорової покришки $l_{\text{в.п.}}$ і довжину нижньої фарфорової покришки $l_{\text{н.п.}}$ вибирають так, щоб був взаємозв'язок.

$$l_{\text{в.п.}} = \frac{2}{\alpha} l_{\text{н.п.}}. \quad (4.8)$$

Значення коефіцієнта α беруть більшим за одиницю ($\alpha = 1,05 - 1,1$), щоб у разі перенапруг перекриття верхньої покришки, яка знаходиться у повітрі, було більш можливим, ніж перекриття нижньої покришки, яка знаходиться в маслі. Досвід конструювання показав, що довжини покришок доцільно вибирати такими [5]:

$$l_{\text{в.п.}} = 1,45 \sum \lambda_{\text{в}}; \quad l_{\text{н.п.}} = 1,2 \sum \lambda_{\text{н}}, \quad (4.9)$$

де $\sum \lambda_{\text{в}}$ і $\sum \lambda_{\text{н}}$ – суми довжин уступів у верхній і нижній частинах вводу. Підставивши співвідношення (9) у (8) і вважаючи $\alpha = 1,1$, знаходимо

$$\sum \lambda_{\text{в}} = 1,5 \sum \lambda_{\text{н}}. \quad (4.10)$$

Таким чином, довжини уступів у верхній повітряній частині остова доцільно вибирати в 1,5 раза більшими, ніж у нижній частині, що працює в маслі. Якщо нижня частина вводу також працює в повітрі (лінійні вводи), то довжини уступів

у верхній і нижній частинах вважають однаковими. Сума довжин уступів у верхній частині остова вважається задовільною, якщо аксіальна напруженість $E_{a.v}$ становить 4,8...5,4 кВ/см і не перевищує

$$E_{a.v} = \frac{U}{\sum \lambda_v} < 5,5 \text{ (кВ/см)} \quad (4.11)$$

Таким чином, до ізоляції високовольтних вводів конденсаторного типу висувають такі вимоги. 1. У країв вирівнювальних обкладок не повинно виникати ковзних розрядів при розрахунковій напрузі U , що дорівнює

$$U = 1,1U_{c.v}, \quad (4.12)$$

де $U_{c.v}$ – витримувана випробувальна напруга вводу в сухому стані в нормальних атмосферних умовах (табл. 3.1); 1,1 – коефіцієнт, що враховує розкид напруги в межах $\pm 10 \%$ у разі обмеження перенапруг, що впливають на ввід. Явище нестійкої іонізації біля країв вирівнювальних обкладок вводів класів 110 кВ і вище, що працюють у мережах із заземленою нейтраллю, не повинні виникати у випадку найбільшої фазної напруги:

$$U_{\phi} = \frac{U_{н.р}}{\sqrt{3}}, \quad (4.13)$$

де $U_{н.р}$ – найбільша робоча лінійна напруга. Для вводів 35 кВ, що можуть працювати в мережах з ізолюваною нейтраллю, явище нестійкої іонізації не повинно бути у разі найбільшої робочої лінійної напруги, $U_{н.р}$. Якщо

$$\frac{U}{U_{c.p}} > \frac{E_{вип}}{E_p}, \quad (4.14)$$

то визначальною є випробувальна напруга, тобто умова відсутності критичної іонізації при розрахунковій напрузі ($U_{c.p}$ – розрядна напруга зовнішньої ізоляції у сухому стані). Зазвичай це має місце для вводів класів 220 кВ і нижчих. Для вводів класу 330 кВ і більше визначальним є те що початкова іонізація при найбільшій фазовій напрузі не виникає.

Таблиця 4.1 Випробувальні напруги для ізоляторів

Клас напруги, кВ	Найбільша робоча напруга $U_{н.р.}$, кВ	Випробувальна напруга при плавному підніманні	
		в сухому стані $U_{с.в.}$, кВ	під дощем, $U_{м.в.}$, кВ
35	40,5	110	85
110	126	295	215
150	172	375	290
220	252	550	425
330	363	700	550
500	525	900	740

2. Розрядну напругу вздовж уступів ізоляційного остова в маслі $U_{р.у}$ визначають з умови

$$U_{р.у} > (1,3...1,6)U, \quad (4.15)$$

де 1,3...1,6 – коефіцієнт запасу міцності щодо розрахункової напруги, що вводиться для усунення можливості перекриття остова.

3. Сухорозрядна $U_{с.р.}$ і мокрозрядна $U_{м.р.}$ напруги зовнішньої ізоляції повинні відповідати умовам:

$$U_{с.р.} > U_{с.в.}; U_{м.р.} > U_{м.в.}, \quad (4.16)$$

де $U_{с.в.}$, $U_{м.в.}$ – випробувальна напруга ізолятора у сухому стані і під дощем (табл. 1).

4. Теплового ушкодження ізоляції (пробою) не повинно бути за умови тривалого впливу робочої напруги.

4.2 Розрахунок ізоляційного остова

Коаксіальні конденсаторні (вирівнювальні) обкладки вводу розташовані на відстані 1...5 мм одна від одної. Тому електричне поле між двома конденсаторними обкладками в їхній середній частині має тільки радіальну складову E_r і являє собою поле циліндричного конденсатора, напруженість якого

$$E_r = \frac{Q}{2\pi\epsilon\epsilon_0 r l}, \quad (4.17)$$

де Q – заряд на електродах; r – радіус; l – довжина обкладки. Якщо знехтувати силовими лініями електричного поля, що виходять за межі вирівнювальних обкладок ізоляційного остова, то потік вектора електричного зсуву (вектора електричної індукції) всередині остова можна вважати постійним. Це приводить до рівності

$$E_r r l = B = const. \quad (4.18)$$

На внутрішній поверхні вирівнювальної обкладки заряд розподілений по всій довжині, а на зовнішній поверхні – тільки по тій частині довжини, що охоплюється верхньою вирівнювальною обкладкою меншої довжини. Внаслідок цього густина зарядів на зовнішній поверхні вирівнювальної обкладки більша, ніж на внутрішній поверхні, і з переходом з внутрішньої поверхні на зовнішню стрибкоподібно збільшується напруженість електричного поля.

Різницю довжин двох сусідніх вирівнювальних обкладок Δl називають також сумарним уступом. Сумарний уступ складається з уступу у верхній частині й уступу в нижній частині остова:

$$\lambda = \Delta l = \lambda_v + \lambda_n. \quad (4.19)$$

Якщо напруга між сусідніми обкладками дорівнює ΔU , а відстань між ними Δr , то внаслідок малості Δr можна вважати, що радіальна складова напруженості електричного поля

$$E_r = \frac{\Delta U}{\Delta r}. \quad (4.20)$$

Аксіальні складової напруженості електричного поля між краями двох сусідніх обкладок у верхній і нижній частинах вводу відповідно дорівнюють:

$$E_{a.v} = \frac{\Delta U}{\lambda_v}; \quad E_{a.n} = \frac{\Delta U}{\lambda_n}. \quad (4.21)$$

Для зручності розрахунків вводять також умовну, зведену до сумарного уступу, розрахункову аксіальну складову електричного поля

$$E_a = \frac{\Delta U}{\lambda_v + \lambda_n} = \frac{\Delta U}{\Delta l}. \quad (4.22)$$

Можна переконатися, що розрахункова аксіальна складова пов'язана з фактичною аксіальною складовою поля у верхній і нижній частинах вводу співвідношенням

$$\frac{1}{E_a} = \frac{1}{E_{a.v}} + \frac{1}{E_{a.n}}. \quad (4.23)$$

Об'єднавши вирази (21) і (22) і переходячи до нескінченно малих збільшень, можна записати

$$\frac{E_a}{E_r} = -\frac{\Delta r}{\Delta l} = -\frac{dr}{dl}. \quad (4.24)$$

нак мінус у рівнянні (24) вказує на зменшення довжини обкладки на розмір Δl зі збільшенням радіуса на Δr . Можна виділити три типи конструктивного виконання ізоляційного остова: - з постійною радіальною складовою електричного поля $E_r = \text{const}$; - з постійною аксіальною складовою електричного поля $E_a = \text{const}$; - з постійною товщиною прошарків і постійними уступами $dr/dl = \text{const}$. Диференціальне рівняння (24) дозволяє визначити залежність довжин обкладок від їхнього радіуса $l = f(r)$ для кожного із зазначених типів остова. Сконструйований оптимально ізоляційний остов має забезпечувати: - максимально можливе вирівнювання електричного поля; - мінімальну витрату матеріалу на виготовлення остова. У більшості випадків не вдається забезпечити сталість радіальної складової поля у всіх точках остова. Повніше використання ізоляції можливе, якщо радіальні напруженості біля струмоведучого стрижня і біля фланця будуть однаковими. Відповідно до рівняння (18) це можна забезпечити, якщо

$$r_n l_n = r_0 l_0 = \frac{B}{E_r} = \text{const}, \quad (4.25)$$

де r_0 і l_0 – радіус і довжина так званої “нульової” обкладки, розміщеної найближче до стрижня; роль цієї обкладки може виконувати струмоведучий стрижень (труба); r_n і l_n – радіус і довжина останньої, заземленої обкладки поблизу фланця. Позначимо:

$$\frac{r_n}{r_0} = \frac{l_0}{l_n} = \xi. \quad (4.26)$$

Варіюючи параметр ξ , можна домогтися зниження напруженості електричного поля і забезпечити мінімальну витрату матеріалу на виготовлення остова:

$$V = \pi(r_n^2 - r_0^2)l_0 = \min. \quad (4.27)$$

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості спорудження проектованої електростанції

Капітальні затрати на спорудження ЕС визначаються по двох розділах: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають по кошторисно-фінансовому розрахунку, який складається із тринадцяти розділів, кожний з яких має цільове призначення.

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл.1. При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл.1.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку рекомендується виконувати в табличній формі. Капітальні вкладення у житлове будівництво у курсовому та дипломному проектуванні не визначаються через відсутність конкретних даних.

При розширенні ЕС капітальні вкладення по наближеній методиці рекомендується визначати як вартість нового будівництва із слідуючими поправочними коефіцієнтами:

для КЕС

при об'ємі розширення:	коефіцієнт
малому	0,8
середньому	0,9

Таблиця 5.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС.

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	Тип	В % від другого розділу	В тому числі по видах витрат, грн.			
			будівельні монтажні роботи	обладнання	інші витрати	загальна вартість
1. Підготовка території будівництва	КЕС	2,1	51471	2058,84	49412,16	102942
2. Об'єкти основного виробничого призначення	КЕС	2580	2941200	1911780	49020	4902000
3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	КЕС	1,2	47059,2	11764,8	-	58824
4. Об'єкти енергетичного господарства	КЕС	1,9	79167,3	13970,7	-	93138
5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	КЕС	3,0	139707	7353	-	147060
6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	КЕС	3,0	132354	14706	-	147060
7. Благоустрій території	КЕС	0,5	24510	-	-	24510
8. Тимчасові будівлі та споруди	КЕС	4,0	156864	19608	19608	196080
9. Інші роботи та витрати	КЕС	3,0	-	-	147060	147060
10. Утримування дирекції та авторський нагляд	КЕС	0,2	-	-	9804	9804

11. Підготовка експлуатаційних кадрів	КЕС	0,3	-	-	14706	14706
12. Проектні та пошукові роботи	КЕС	5,0	-	-	245100	245100
13. Роботи та затрати по створенню водосховища	КЕС	1,0	-	-	49020	49020
Всього по розділу А –промислове будівництво	-	-	3572332,5	198124 1,34	583730,1 6	6137304
В т.ч. поворотні суми	-	5	178616,63	-	-	178616,6 3
Всього	-	-	3393715,8 7	198124 1,34	583730,1 6	5958687, 37

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається по виразу:

$$K_{\text{пит}} = \frac{K_{\Sigma}^{EC}}{N_{\text{вст}}}; \quad (5.1)$$

$$K_{\text{пит}} = \frac{5958687,37 \cdot 10^3}{2800 \cdot 10^3} = 2128,10 \left(\frac{\text{грн}}{\text{кВт}} \right),$$

де K_{Σ}^{EC} - сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн; $N_{\text{вст.}}$ - встановлена потужність ЕС, кВт.

5.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій в даний час інструкції планування та облік собівартості електроенергії здійснюється по калькуляційних статтях витрат і економічних елементах. В курсовому та дипломному проекті рекомендується використовувати

методику укрупненого розрахунку собівартості по економічних елементах, яка використовується в проектних інститутах.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається по чотирьох економічних елементах: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

5.2.1 Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених “Національними стандартами по бухгалтерському обліку”. Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку 7 “Основні засоби”. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об’єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об’ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 - будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ($T_n = 20$ років); 2 - транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку ($T_n = 4$ роки); 3 - силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ($T_n = 6$ років). У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює: 1 група - 5%, 2 група - 25%, 3 група - 15%. Норми амортизаційних відрахувань на виконання капітальних ремонтів для відповідних груп основних фондів: 1- 2%, 2-

3%, 3- 5%. . Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вищеприведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл. 5.1) по наступних формулах:

$$ОФ_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (5.2)$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (5.3)$$

$$ОФ_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{інш.}; \quad (5.4)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \times (3393715,87 - 139707) = 1952405,32 \text{ (грн)};$$

$$ОФ_2 = 147060 \text{ (грн)};$$

$$ОФ_3 = 0,4 \times (3393715,87 - 139707) + (1981241,34 - 7353) + 583730,16 = 3334222,05 \text{ (грн)},$$

де $K_{БМР}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи; $K_{БМР5}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.1; K_5 – капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку); $K_{обл.}$ – вартість обладнання ЕС; $K_{інш.}$ – капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань рекомендується виконати у табличній формі (табл. 5.2).

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ, грн.	Норма амортизації, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
Ф1	1952405,32	7%	136668,37
Ф2	147060	28%	41176,8
Ф3	3334222,05	20%	666844,41
Всього:	5433687,37		844689,58

5.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

Значення штатних коефіцієнтів вибирається по табл.3-табл.5. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum K_{шт.i} \times N_{вст.i}, \quad (5.5)$$

$$Ч = 0,89 \times 900 + 1,01 \times 1000 = 1811$$

де $K_{шт.i}$ – штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.i}$ – сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Таблиця 5.3 – Штатні коефіцієнти промислово-виробничого персоналу КЕС

Потужність КЕС, МВт	Кількість і тип турбоагрегатів	Штатний коефіцієнт, чел/МВт	
		Тверде паливо	Газ, мазут
1200	4*К-300-240	1,03	0,89
1200	6*К-200-130	1,13	1,01
1800	6*К-300-240	0,88	0,75
2000	4*К-500-240	0,74	-
3000	6*К-500-240	0,84	-
3200	4*К-800-240	0,56	0,47
4800	6*К-800-240	0,47	0,40
600	5*T-100/120-130	1,4	1,14
840	4*T-175/210-130	1,3	1,0
1140	2*T-100/120-130+ +3*T-250/300-240	1,2	0,9
1200	4*T-250/300-240	-	0,87

Таблиця 5.4 – Середньостатистичні пропорції категорій працівників для КЕС різного типу

Категорія працівників	Тип електростанції	
	КЕС	Кількість чоловік
Робітники	80 %	1449
ІТР	16 %	290
Службовці	3,5 %	63
МОП	0,5 %	9

Таблиця 5.5 – Розмір середньої заробітної плати працівників КЕС, грн

Категорія працівників	Тип електростанції	
	КЕС	
Робітники	6000	
Службовці	4000	
ІТР	7000	
МОП	3200	

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається по формулі:

$$S_{ЗП} = \sum 12 \times Z_i \times n_i, \quad (5.6)$$

$$S_{ЗП \text{ робітники}} = 12 \cdot 6000 \cdot 1449 = 104328000 \text{ (грн)},$$

$$S_{ЗП \text{ ІТР}} = 12 \cdot 7000 \cdot 290 = 24360000 \text{ (грн)},$$

$$S_{ЗП \text{ службовці}} = 12 \cdot 4000 \cdot 63 = 3024000 \text{ (грн)}$$

$$S_{ЗП \text{ МОП}} = 12 \cdot 3200 \cdot 9 = 345600 \text{ (грн)}.$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії; n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Таблиця 5.6 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	1449	104328000

ІТР	290	24360000
службовці	63	3024000
МОП	9	345600

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 8 по формулі:

$$I_{ЗП} = (1,57(S_{ЗП \text{ роб.}} + S_{ЗП \text{ МОП}}) + 1,80(S_{ЗП \text{ ІТР}} + S_{ЗП \text{ сл.}})) \times K_K \times K_B, \quad (5.7)$$

$$I_{ЗП} = (1,57(104328000 + 345600) + 1,80(24360000 + 3024000)) \times 0,7 \times 1,375 = 205617673 \text{ (грн)},$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату; K_K – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7); $K_B = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

5.2.3 Витрати на паливо

При визначенні собівартості електроенергії на КЕС по укрупнених показниках затрати на паливо визначаються по формулі:

$$I_{П} = \frac{(C_{П} + C_{тр}) \times B_p \times (1 + \alpha_{втр.})}{e_{П}}, \quad (5.8)$$

де $C_{П}$ і $C_{тр}$ – ціна натурального палива та вартість його доставки; B_p – річні витрати умовного палива; $\alpha_{втр.} = 0$ – втрати твердого палива при транспортуванні (1,5%); $e_{П}$ – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330 = 1,200136$ (Q - теплотворна здатність палива). Втрати рідкого та газоподібного палива та витрати по його доставці враховуються у прейскурантах цін.

Річні витрати палива для звітної калькуляції приймаються по фактичних витратах, а при плануванні - по типових енергетичних характеристиках основного обладнання:

$$B_p = B_{xx} \times \tau_p + \beta \times W_{\text{вир.}}, \quad (5.9)$$

де B_{xx} - годинні витрати умовного палива на холостий хід; τ_p - число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}$); $\tau_{\text{простою}}$ - тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год.

Згідно з таблицею 4.7. (Витратні характеристики блоків) вибираємо тип турбогенератора.

Таблиця 5.7 – Витратні характеристики блоків

Тип турбоагрегата	Енергетична характеристика	Примітки
К - 400-240, вугілля	$B = 7,11\tau_p + 0,2878W$	$W \rightarrow \text{МВт год/рік}$ $\tau_p \rightarrow \text{год/рік}$
К - 800- 240, вугілля	$B = 14,8\tau_p + 0,282W$	

1. Блоки 3* К – 400 – 240, паливо: вугілля:

Загальна ціна палива: $\Pi_{\text{п}} = 4600$ (м).

Річні витрати умовного палива: $B_p = 7,11 \cdot \tau_p + 0,2878 \cdot W$.

$$\tau_{p300} = 3 \cdot 8760 - 2 \cdot (34 \cdot 24 + 12 \cdot 24) - 1 \cdot 18 \cdot 24 = 23640 \text{ (год)};$$

$$E_{p300} = \frac{E_p \cdot 900}{1900} = \frac{14781308,47 \cdot 400}{1200} = 4827102 \text{ (МВт год/рік)};$$

$$B_{p300} = 7,11 \cdot 23640 + 0,2878 \cdot 4827102 = 1586160 \text{ (м.у.н)}.$$

2. Блоки 2* К – 800 – 240, паливо: вугілля:

Загальна ціна палива: $\Pi_{\text{п}} = 4600$ (м).

Річні витрати умовного палива: $B = 14,8\tau_p + 0,282W$.

$$\tau_{p500} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot (54 \cdot 24 + 24 \cdot 24) - 1 \cdot 36 \cdot 24 = 14784 \text{ (год)};$$

$$E_{p500} = \frac{E_p \cdot 1000}{1900} = \frac{14781308,47 \cdot 800}{1600} = 7390654,24 \text{ (МВт год/рік)};$$

$$\begin{aligned}
B_{p500} &= 14,8 \cdot 14784 + 0,282 \cdot 7390654,24 = 2302967 \text{ (м.у.н.)} \\
B_p &= B_{p300} + B_{p500} = 1586160 + 2302967 = 3889067 \text{ (м.у.н.)}; \\
I_{II} &= \frac{(C_{II} - C_{mp}) \cdot B_p \cdot (1 + \alpha_{emp})}{e_{II}}; \\
I_{II} &= \frac{4600 \times 3889067 \times (1 + 0)}{39240 / 29330} = 13371691882,84 \text{ (грн)};
\end{aligned} \tag{5.10}$$

5.2.4 Інші затрати

Вони включають в себе загально станційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$\begin{aligned}
I_{in} &= \frac{(I_a + I_{zn}) I_n}{100}; \\
I_{in} &= \frac{(5958687,37 + 205617673) \times 12}{100} = 2538916300,24 \text{ (грн)}
\end{aligned} \tag{5.11}$$

де I_n – процент інших витрат, що визначається по графіку.

5.2.5 Визначення собівартості відпущеної енергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проекті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

$$\begin{aligned}
C &= \frac{I}{E_{відн}} \\
C &= \frac{16244294515,79 \cdot 10^2}{14337869,22 \cdot 10^3} = 113,29 \text{ (кон / кВт.год)} \\
E_{відн} &= E_{вир} \cdot (1 - \alpha) \\
E_{відн} &= 14781308,47 \cdot (1 - \frac{3}{100}) = 14337869,22 \text{ (МВт)}
\end{aligned}$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{zn} + I_{in} + I_n \tag{5.12}$$

$$I = 211576360,37 + 205617673 + 2538916300,24 + 13371691882,84 = 16327802215(\text{грн})$$

Таблиця 5.8 – Собівартість відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат грн..	Собівартість енергії	
		Коп/кВт год	%
Амортизація	211576360,3	1,50	1,29
Заробітна плата	205617673	1,42	1,25
Паливо	13371691882 ,84	92,77	81,89
Інші витрати	2538916300	17,6	15,54
Разом	16327802215	113,29	100

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

В цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпека в надзвичайних ситуаціях в процесі дослідження введів конденсаторного типу. Аналізування потенційних небезпек при виконанні цих робіт проводимо для оперативно-ремонтного персоналу, з метою запобігання впливу на працівників таких шкідливих виробничих факторів:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря); виробничий шум, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, в основному аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил, оксид вуглецю);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

6.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

6.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Працівники, які обслуговують електроустановки, повинні вивчити ці Правила відповідно до вимог своєї посади або роботи, яку вони виконують, пройти навчання безпечним прийомом праці на робочому місці під керівництвом досвідченого працівника, перевірку знань та присвоєння групи з електробезпеки (далі - групи) відповідно до додатка 1 до цих Правил. Працівнику, який пройшов перевірку знань цих Правил, видається посвідчення встановленої форми, яке він повинен мати при собі під час виконання робіт.

Кожний працівник повинен знати, розуміти і дотримуватись вимог цих Правил. Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці. Працівники, які виконують роботи, зазначені у ДНАОП 0.00-8.02-93 "Перелік робіт з підвищеною небезпекою", повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань. Забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у ДНАОП 0.03-8.07-94 "Перелік важких робіт і робіт зі шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх".

Керівники, спеціалісти, які безпосередньо організовують роботу, зобов'язані забезпечити виконання її відповідно до вимог цих Правил.

Працівники, винні у порушенні цих Правил, несуть дисциплінарну, адміністративну, матеріальну або кримінальну відповідальність згідно з чинним законодавством.

Допуск до випробувань в електроустановках здійснює оперативний або оперативно-виробничий працівник, який має такі права. У недіючих електроустановках, на складах, території підприємств, у полі тощо допуск до випробувань здійснює керівник робіт за нарядом. Проведення випробувань під час монтажу або ремонту обумовлюється у рядку "Доручається" наряду. В електроустановках до 1000 В випробування допускається виконувати за розпорядженням.

Випробування проводить бригада, в якій керівник робіт повинен мати групу IV, член бригади - групу III, а працівник, виставлений для охорони, - групу II. До складу бригади, яка проводить випробування, можуть входити виробничі працівники, які залучаються до виконання підготовчих робіт та нагляду за обладнанням. До складу бригади, яка виконує ремонт або монтаж обладнання, для проведення випробувань можна залучати працівників налагоджувальних організацій або електролабораторії. В цьому разі керівництво випробуваннями здійснює керівник робіт або, за його вказівкою, працівник з групою IV зі складу працівників лабораторії чи налагоджувальної організації.

Допуск за нарядами, виданими на проведення випробувань та підготовчих робіт до них, слід здійснювати тільки після того, як інші бригади, які працюють на обладнанні, що підлягає випробуванню, виведені з робочих місць та їхні наряди здані допускатчу. В електроустановках без місцевих оперативних працівників керівнику робіт дозволяється після виведення бригади залишити наряд у себе, оформивши перерву в роботі.

Випробну установку, обладнання, що випробовується, та з'єднувальні проводи між ними слід обгородити щитами, канатами тощо з плакатами "Випробування. небезпечно для життя!", повернутими назовні. Огородження встановлюють працівники, які проводять випробування.

У разі необхідності слід виставити охорону зі складу членів бригади з групою II для запобігання наближенню сторонніх осіб до випробної установки, з'єднувальних проводів та до обладнання, що випробовується. Члени бригади, які виставлені для охорони, повинні знаходитись зовні огороження та вважати, що випробне обладнання перебуває під напругою. Залишити пост ці працівники можуть тільки з дозволу керівника робіт.

Під час складання випробної схеми перш за все необхідно виконати захисне і робоче заземлення випробної установки і, якщо потрібно, захисне робоче заземлення корпусу обладнання, що випробовується. Забороняється проводити випробування пересувною установкою із заземлюванням її корпусу тільки за допомогою робочої схеми.

Корпус пересувної випробної установки необхідно заземлити окремим заземлювальним провідником з гнучкого мідного проводу з перерізом не менше ніж 10 кв.мм. Перед випробуванням слід перевірити надійність заземлення корпусу. Перед приєднанням випробної установки до мережі напругою 380/220 В вивід високої напруги необхідно заземлити. Переріз мідного проводу, що використовується у випробних схемах для заземлювання, не повинен бути менше ніж 4 кв.мм.

Приєднання випробної установки до мережі напругою 380/220 В слід здійснювати через комутаційний апарат з видимим розривом кола або через штепсельну вилку, що розміщені на місці керування установкою. Комутаційний апарат або слід обладнати утримуючим пристроєм, або між рухомими та нерухомими контактами апарата слід встановити ізолювальну накладку. Провід або кабель, який використовують для живлення випробної установки від мережі напругою 380/220 В, необхідно захистити запобіжниками або автоматичним вимикачем, які встановлені у цій мережі. Підключати до мережі пересувну випробну установку повинні представники організації, що експлуатує цю мережу.

З'єднувальний провід між обладнанням, що випробовується, і випробною установкою спочатку необхідно приєднати до її заземленого виводу високої напруги. Цей провід слід закріплювати так, щоб запобігти його наближенню (підхльостуванню) до струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу за зазначену в цих Правилах. Приєднувати та від'єднувати з'єднувальний провід до фази (полюса) обладнання, що випробовується, до жили кабелю дозволяється за вказівкою керівника випробувань тільки після їх заземлення, яке слід виконати або увімкненням заземлювальних ножів, або встановленням переносних заземлень, у тому числі спеціальних лабораторних з ізолювальними рукоятками.

Після закінчення випробувань керівник робіт повинен знизити напругу випробної установки до нуля, вимкнути її з мережі 380/220 В, заземлити високовольтний вивід установки та повідомити про це бригаду словами "Напругу знято. Заземлення встановлено". Тільки після цього слід перез'єднувати проводи

або, у разі повного закінчення випробувань, від'єднувати їх від випробної установки та знімати огороження.

Встановлювати та знімати заземлення заземлювальною штангою на високовольний вивід випробної установки, під'єднувати і від'єднувати проводи, що йдуть від випробної установки до обладнання, яке випробовується, необхідно у діелектричних рукавичках. У разі проведення випробувань та перез'єднань незаземлені частини випробного обладнання слід розглядати як такі, що перебувають під напругою. Після проведення випробувань обладнання із значною ємністю (кабелі, генератори) з нього необхідно зняти залишковий заряд.

6.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні

нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

6.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

6.2.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату для робіт категорії важкості Пб в виробничих приміщеннях, які монтуються, наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 6.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення потрібних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено: утеплення фасаду будівлі; встановлення вентиляції приміщень.

6.2.2. Склад повітря робочої зони

В умовах, що розглядаються в роботі, можливим забруднювачем повітря може бути пил нетоксичний. Характерні забруднюючі речовини для виробничого

приміщення наведені в таблиці 6.2

Таблиця 6.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони в роботі передбачені такі рішення: робочі місця, де можливе виділення пилу та, обладнані вентиляційними пристроями, які повинні бути постійно готовими до роботи; будь-які порушення у системі вентиляції відображаються попереджувальними сигнальними пристроями; механічні вентиляційні установки під час їх роботи не повинні створювати для працівників протягів.

6.2.3 Виробниче освітлення

Штучне освітлення в будівлі запроектоване загальне, освітлення, за якого світильники розміщуються рівномірно у верхній зоні приміщення (загальне рівномірне освітлення). Нормовані значення виробничого освітлення наведені в таблиці 6.3. Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «Г».

Для забезпечення нормованого значення освітлення в проекті передбачено: використання природного та штучного освітлення; штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне; світло не повинне створювати різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою; штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

Таблиця 6.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

6.2.4 Виробничий шум

Джерелами шуму, що розглядаються в роботі, для працівників є шум будівельних машин і механізмів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму наведено в таблиці 6.4

Таблиця 6.4 Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено: раціональне розташування робочих місць; постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників; обмеження

застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

6.2.5 Виробнича вібрація

На робочих місцях присутня вібрація типу – За [15]. Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються вентиляційне обладнання, під'йомники, транспорт тощо, які відносяться до типу загальної вібрації.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 5.4.

Таблиця 6.5 Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}\cdot 10^{-2}$	ДБ
Загальна	Z_o, Y_o, X_o	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено: динамічне погашення вібрації – приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи; зміна конструктивних елементів машин; застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

6.2.6 Фактори умов праці

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці. Робота електротехнічного персоналу потребує значних фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої

важкості): загальні енергозатрати організму (кг/м) – 291-348; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 18000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 61600; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кг – до 35 кг; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 30000; статичне навантаження (кг/с): двома руками (чоловіки) – до 140000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній та/або фіксованій позі від 25% до 50% часу зміни; перебування у вимушеній позі (навпочіпки, на колінах тощо) від 10 % до 25 % часу зміни; перебування в позі «стоячи» від 60% до 80% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 101-300 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 12, вертикалі – 8 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення простих альтернативних завдань згідно з інструкцією; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, виконання завдання та його перевірка; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності.

Сенсорні навантаження: зосередження (% за зміну) – 51-75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – 151-300; навантаження на голосовий апарат – сумарна кількість годин, з напруженням голосового апарату (протягом тижня) – від 16 до 20.

Навантаження на зоровий аналізатор: розмір об'єкта розрізнення (при відстані від очей працівника до об'єкта розрізнення не більше 0,5 м), мм, % часу зміни – 5,0–1,1 мм більше 50% часу; 1,0–0,3 мм до 50 % часу; менше 0,3 мм до 25% часу.

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) – розбірливість слів та сигналів

від 90% до 70%.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за виконання окремих елементів завдання; ступінь ризику для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – двозмінна (без нічної зміни).

6.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Надзвичайні ситуації природного характеру формуються внаслідок природних явищ, як повені, землетруси, посухи тощо. Загалом надзвичайні ситуації розрізняють за конкретними природними явищами, що викликають ці ситуації. До них належать великі повені, катастрофічні затоплення, землетруси та зсувні процеси, лісові та польові пожежі, великі снігопади та ожеледі, урагани, смерчі та шквальні вітри тощо.

Дія радіації на матеріали і деталі апаратури залежить від виду випромінювання, дози радіації, природи опромінюваної речовини та умов навколишнього середовища. Саме тому в електричних частинах КЕС використовують обладнання, яке виготовлене з таких матеріалів: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та ін. Внаслідок дії радіації виникають оборотні і необоротні процеси, що спричиняють порушення роботи елементів схеми та пошкодження апаратури.

В роботі конденсаційної електростанції використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники, діелектрики, смоли та ін. Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв. В елементах

КЕС радіація викликає оборотні і необоротні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів і блоків схеми.

Результатом впливу ЕМІ може бути вихід із ладу різних пристроїв та спорядження. Особливо негативний вплив електромагнітного імпульсу на обладнання, яке не має спеціального захисту. Електромагнітний імпульс викликає високі імпульси струмів і напруг в провідниках і кабелях зв'язку, електропередач, систем обчислювальних машин і автоматичних систем управління, антенах радіостанцій тощо. Саме тому, обов'язковим на виробництві є дослідження безпеки роботи обладнання під час дії електромагнітного імпульсу та іонізуючого випромінювання.

6.3.1 Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії іонізуючого випромінювання

Критерієм оцінки безпеки роботи станції в умовах дії іонізуючого випромінювання є максимальне значення потужності дози, що може викликати зміни параметрів елементів з порушенням роботи системи.

Елементами електричної частини електростанції від яких залежить її функціонування є транзистори, діоди, конденсатори, магнітні матеріали, напівпровідники, випрямлячі, діелектричні матеріали, резистори.

Таблиця 6.6 - Експозиційні дози для матеріалів і елементів обладнання КЕС

№	Елементи електричної частини КЕС		Д _{грі,Р}	Д _{гр,Р}
1	Блок живлення	Мікросхема LH0021	10 ⁴	10 ⁴
		Резистор С5-35	10 ⁶	
		Конденсатор Х7R	10 ⁵	
2	Блок обробки сигналу	Операційний підсилювач LH0021	10 ⁵	
		Резистор С2-23	10 ⁶	
		Конденсатор К10-17	10 ^і	
		Цифрові потенціометри DS1807	10 ⁵	
3	Мікропроцесорний блок	Мікроконтролер AVR	10 ⁵	

По мінімальному значенню визначаємо границю стійкості роботи елементів КЕС в цілому $P_{гр} = 10^4$ Р. Можлива експозиційна доза опромінення:

$$t_n = 1 \text{ год};$$

$$t_k = 12 \text{ років} = 103800 \text{ год};$$

$$K_{осл} = 1.$$

3) Максимально допустимий рівень радіації на об'єкті:

$$D_{zp} = \frac{2 \cdot P_{1\max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{noc}} [P] \Rightarrow$$

$$\Rightarrow P_{1\max} = \frac{D_{zp} \cdot K_{noc}}{2 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})} [P / \text{год}], \quad (6.1)$$

$$P_{1\max} = \frac{10^4 \cdot 1}{2 \cdot (\sqrt{1038000} - \sqrt{1})} = 15,56 (P / \text{год}).$$

4) Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{don} = \left(\frac{D_{zp} \cdot K_{nocl} + 2 \cdot P_{1\max} \sqrt{t_p}}{2 \cdot P_{1\max}} \right)^2 [\text{год}] \quad (6.2)$$

$$t_{don} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 15,56 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 15,56} \right)^2 = 1039 \cdot 10^4 (\text{год}) = 11,86 (\text{років})$$

Отже, допустимий час роботи РЕА складатиме близько 12 років, КЕС буде безпечно працювати в умовах дії іонізуючих випромінювань, якщо максимальне значення рівня радіації не перебільшуватиме 15,56 Р/год.

6.3.2 Дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу

За критерій безпеки роботи КЕС або окремих їх елементів в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки:

$$K_B = 20 \lg \frac{U_{don}}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 [\text{дБ}], \quad (6.3)$$

де U_d - допустиме коливання напруги живлення, В;

$U_{в(г)}$ - наруга наведення за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

Для живлення використовується мережа живлення змінної напруги 220 В, для кола керування - постійної ± 9 В.

Таблиця 6.7 - Параметри блоків електричної частини КЕС

№	Блоки електричної частини	l_b (м)	l_r (м)	U_r (В)	U_b (В)
1	Блок живлення	2	2,5	0,09	0,09
2	Блок обробки сигналу	1	1,5	2,31	35,57
3	Мікропроцесорний блок	0,8	1	3,99	63,84

Допустимі коливання напруги живлення для різних ділянок:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N [В]$$

(5.6)

Де $U_{ж}$ – наруга живлення, В;

N – допустимі коливання, %

Вся система живиться від змінної напруги 380(В) та напруги 220(В), а коло управління від 24(В) з допустимим коливанням $N=5\%$.

Допустимі коливання великого кола:

$$U_d = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 (В) .$$

Допустимі коливання кола:

$$U_d = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 (В) .$$

Допустима наруга для кола керування($U_{ж}=24В$):

$$U_d = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25,2 (В) .$$

Визначення напруги ($U_{ж}=380В$) наведеної у струмопровідній частині:

- вертикальної:

$$U_B = \frac{399}{10^2} = 3,99 \text{ (В)} ;$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля.

$$E_\Gamma = \frac{3,99}{2} = 1,995 \text{ (В / м)} .$$

Визначаємо вертикальну складову напруженості електричного поля.

$$E_B = \frac{E_\Gamma}{10^{-3}} \text{ [В / м]} ;$$

$$E_B = \frac{1,9}{10^{-3}} = 1995 \text{ (В / м)} .$$

Визначення напруги ($U_{\text{ж}}=220\text{В}$) наведеної у струмопровідній частині:

- вертикальної:

$$U_B = \frac{231}{10^2} = 2,31 \text{ (В)} ;$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля.

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B ;$$

$$E_\Gamma = \frac{U_B}{l_B} \text{ [В / м]} ;$$

$$E_\Gamma = \frac{2,31}{1} = 2,31 \text{ (В / м)} .$$

Визначаємо вертикальну складову напруженості електричного поля.

$$E_B = \frac{E_\Gamma}{10^{-3}} \text{ [В / м]} ;$$

$$E_B = \frac{2,31}{10^{-3}} = 2310 \text{ (В / м)} .$$

Визначення напруги ($U_{\text{ж}}=24 \text{ В}$) наведеної у струмопровідній частині:

- вертикальної:

$$U_B = \frac{25,2}{10^2} = 0,252 \text{ (В)} ;$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля.

$$U_B = E_{\Gamma} \cdot l_B ;$$

$$E_{\Gamma} = \frac{U_B}{l_B} \text{ [В / м]} ;$$

$$E_{\Gamma} = \frac{0,252}{0,8} = 0,315 \text{ (В / м)} .$$

Визначаємо вертикальну складову напруженості електричного поля.

$$E_B = \frac{E_{\Gamma}}{10^{-3}} \text{ [В / м]} ;$$

$$E_B = \frac{0,3}{10^{-3}} = 315 \text{ (В / м)} .$$

Отже, електрична частина КЕС буде безпечно працювати в умовах дії електромагнітного імпульсу за умови, що вертикальна складова напруженості електричного поля не буде перебільшувати $E_{\text{Вгр}}=300 \text{ В/м}$.

6.4 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії загрозливих чинників НС

Основними заходами щодо підвищення радіаційної безпеки можуть бути: використання в апаратурі радіаційної стійких елементів і матеріалів; застосування для електроніки масивних екранів або активного захисту від дії радіації. При імпульсній дії іонізаційних випромінювань крім перерахованих заходів використовують: схеми малочутливі до зміни електричних параметрів; зменшення чутливості перемикальних схем до зміни вхідних сигналів і напруг джерел живлення; зниження напруги живлення на аноді і збільшення негативного зміщення сіток газорозрядних приладів; застосування пристроїв, що вимикають

радіотехнічні схеми на час дії радіації; збільшення відстані між елементами, які знаходяться під навантаженням та ін.

В умовах дії електромагнітного імпульсу, доцільно виконати захисне екранування даного обладнання, що дасть змогу зменшити його вплив. В якості матеріалу для екрану вибираємо сталь, для якої перехідне затухання визначається за формулою:

$$A = 5,2 \cdot t \cdot \sqrt{f} \text{ [дБ]}; \quad (6.7)$$

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}} \text{ [см]}.$$

де t – товщина стінки екрана, см;

$f=15000$ Гц.

Визначаємо з даної формули товщину стінки екрана для кожного елемента станції:

$$t_1 = \frac{72,8}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,12 \text{ (см)}$$

$$t_2 = \frac{53,2}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,08 \text{ (см)}$$

$$t_3 = \frac{66,7}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,1 \text{ (см)}$$

Отже застосування сталевого екрану суттєво підвищить стійкість роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах впливу ЕМІ.

Також, в даному розділі проаналізовано основні шкідливі фактори іонізуючих випромінювань та ЕМІ, можливі наслідки їх дій на електричну станцію, розроблено методи по підвищенню безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах надзвичайних ситуацій.

При проведенні дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу було визначено, що обладнання в умовах впливу на нього цих випромінювань буде працювати безпечно, оскільки під час експлуатації

виконуватимуться наступні умови: рівень радіації $P_1 \leq 15,56$ Р/год, вертикальна складова напруженості електричного поля $E_B \leq 315$ В/м.

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована електрична станція типу КЕС, встановлена потужність якої 1600 МВт. Вона призначена для забезпечення електричною енергією споживачів місцевого району, а також для видачі потужності в енергосистему. В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

Для КЕС спроектовано встановлення трьох турбіни типу К-200-130 та двох типу К-500-240; три турбогенератори типу ТГВ-200-2У3 та два ти ТГВ-500-2У3 номінальною потужністю 200 та 500 МВт відповідно.

Обрано структурну схему станції. Для встановлення прийнято два блочних трансформатори типу ТДЦ-250000/330 та три типу ТДЦ-250000/220; для зв'язку між РП СН та РП ВН передбачено одну групу трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-133000/330/220.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Живлення системи ВП станції здійснюється за допомогою трьох трансформаторів типу ТРДНС-25000/35 двох

типу ТРДНС -32000/35, і двох резервних трансформаторів ТРДНС-32000/220 та ТРДНС-32000/35. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну і безпечну роботу станції в цілому.

Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 330 кВ через 4 ПЛЕП, живлення місцевих споживачів – на напрузі 220 кВ через 4 ліній.

Обидві розподільчі установки – відкриті (ВРУ). На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів схем ВРУ 330 кВ, обрано варіант за схемою “4/3”.

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ. Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї.

Проведено розрахунок грозозахисту і заземлення для ВРУ 330кВ.

Література

1. Борисов М.А. Реабілітація ТЕС. Забезпечення сталої роботи об'єднаної енергосистеми України – 2004. – № 3. – С. 2–3.
2. Варламов Г.В., Любчик Г.М., Маляренко В.А. Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії. – К.: Політехніка, 2003. – 228 с.
3. Енергетична стратегія України. Погляд громадськості. За матеріалами міжнародної науково-технічної конференції «Основні положення Енергетичної стратегії України та науково-технічне забезпечення її реалізації (16–18.09.2003., АК Крим). – К.: ЦТІ «Енергетика та електрифікація», 2003. – 260 с.
4. В.О.Бржезицького та В.М.Михайлова. Техніка і електрофізика високих напруг: Навч. посібник / За ред. – Харків: НТУ „ХПІ” – Торнадо, 2005. – 930 с.
5. Приймальні та експлуатаційні випробування електроустаткування: Навч.посібник / Уклад.: В.Б.Абрамов, В.О.Бржезицький, О.Р.Проценко, під ред. Бржезицького В.О. –К.:НТУУ «КПІ», 2015. – 235 с.
6. ГКД 34.43.101-97 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Методичні вказівки., НДІЕнергетики, Київ, 1998. (Нормативний документ Міністерства палива та енергетики України).
7. Лежнюк П.Д., Лагутін В.М., Тептя В.В. Проектування електричної частини електричних станцій. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194с.
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
9. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
10. Гук Ю.Б., Кантан В.В, Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
11. Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 220 с.
12. Околович М.Н. Проектирование электрических станций – М.: Энергоатомиздат. 1982.

13. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
14. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
15. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
16. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
17. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.
18. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
19. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
20. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
21. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infravzuku-nor4878.html>.
22. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
23. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції 1600 МВт (3×200+2×500) з дослідженням вводів конденсаторного типу

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☐ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unichesk щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Качалка М.М.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Собчук Н.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Електрична частина конденсаційної електростанції 1600 МВт
(3×200+2×500) з дослідженням вводів конденсаторного типу
08-21.МКР.013.00.005 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

Собчук Н.В.

(підпис)

Магістр групи ЕС-22мз

Кравчук А.Л.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що більшість основного обладнання електричних станцій в Україні відпрацювала свій термін роботи. 96 % обладнання ТЕС відпрацювало свій проектний ресурс, 73 % – перевищило граничний, застарілість обладнання може привести виходу з робочого стану обладнання станції, що в свою чергу призводить до позапланового, автоматичного відключення споживачів, дефіциту потужності і розвалом енергосистеми. Виходом є реконструкція існуючих та будівництво нових електростанцій. Завданням дипломної роботи є проектування електричної частини конденсаційної електростанції (КЕС). Головною особливістю конденсаційних електричних станцій є те, що в них забезпечуються умови максимально повного перетворення енергії пари, виробленої у котлі, шляхом максимально можливого розширення її у робочих циліндрах турбіни у механічну енергію обертання ротора-турбогенератора, а потім в електричну енергію. Найважливішою умовою, яка визначає місце будівництва КЕС є наявність джерела водопостачання;

б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – Проектування електричної частини конденсаційної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.

2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

3. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження конденсаційної електричної станції у
центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування конденсаційної електростанції потужністю 2320 МВт (2x160+4x500).

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами;

– показники технологічності: проектування КЕС, монтаж та експлуатація

електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ;

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції;

– живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб КЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.01.24	18.01.24	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	19.01.24	08.02.24	
3	Електротехнічна частина	09.02.24	22.02.24	
4	Дослідження методів діагностики головної ізоляції силових трансформаторів з урахуванням характеристик часткових розрядів	23.02.24	27.02.24	
5	Економічна частина	28.02.24	05.03.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	06.03.24	17.04.24	
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	19.04.24	30.04.24	
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР			
9	Рецензування МКР			
10	Захист МКР			

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.