

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«___» _____ 2021 р.

Магістерська робота

на тему:

“Модернізація розподільного пристрою теплоенергоцентралі”

Спеціальність 8.141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

Виконав студент гр. ЕТмдн-92п

_____ Коновал М.О.

Керівник, доцент, к.т.н.

Лебединський І. Л.

Консультанти:

по економічній частині доцент, к.е.н.

Маценко О.М.

по питанням охорони праці

Лебединський І. Л.

Нормоконтроль, ст. викладач

_____ Сфімов Г.П.

Суми – 2021

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Спеціальність 141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську роботу студента групи ЕТмдн-92п

Коновал Максима Олексійовича

1. Тема магістерської роботи: **“Модернізація розподільного пристрою теплоенергоцентралі”**

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2. Дата здачі роботи: _____ 2021 р.

3. Вихідні дані роботи:

- встановлені потужності підприємства;
- відомості про електричні навантаження;

4. Зміст пояснювальної записки:

- технічна частина роботи;
- економічна частина;
- охорона праці;
- висновки;
- список використаної літератури;
- додатки.

5. Перелік графічного матеріалу:

- Структурна та технологічна схеми ТЕЦ;
- Блочно-електрична схема ТЕЦ
- Блочно-електрична схема 110 кВ
- Блочна схема-1 6 кВ
- Блочна схема - 2 6 кВ
- Електрична схема власних потреб 6 кВ

- Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання схеми № 1
- Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання схеми № 2

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
1, 2, 3	Лебединський І. Л.		
4	Маценко О.М.		
5	Лебединський І. Л.		

7. Дата видачі завдання:

Керівник роботи _____ Лебединський І. Л.

Завдання отримав студент _____ Коновал М.О.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів магістерської роботи	Термін виконання
1	Підготовка даних для проектування системи електропостачання	1.11–10.11.20
2	Розрахунок і вибір обладнання	11.11–20.11.20
3	Економічна частина	20.11–24.11.20
4	Охорона праці	25.11–30.11.20
5	Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	01.12–24.12.20

Студент-дипломник _____ Коновал М.О.
(підпис)

Керівник роботи _____ Лебединський І. Л.
(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 85, рис. 13, табл. 3, кресл. 8

Бібліографічний опис: “Модернізація розподільного пристрою теплоенергоцентралі” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 8.141 - електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / М.О. Коновал.; науковий керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2021. - 85 с.

Ключові слова: теплоенергоцентрально, підстанція, розподільний пристрій власних потреб, розподільча мережа, втрати електроенергії, технологічні втрати електроенергії, трансформатор, кабельна лінія електропередачі.

Теплоэнергоцентрально, подстанция, распределительный устройства собственных нужд, распределительная сеть, потери электроэнергии, технологические потери электроэнергии, трансформатор, кабельная линия электропередачи.

thermal power plant substation, distribution devices for own needs, distribution network, electricity losses, technological electricity losses, transformer, cable transmission line.

Короткий огляд – Розглянуті питання щодо модернізації електрообладнання схеми власних потреб теплоелектроцентралі. Вибрано електрообладнання розподільного пристрою власних потреб, визначені струми короткого замикання. Виконані техніко-економічні розрахунки, розглянуто заходи щодо забезпечення діяльності працівників та охорони навколишнього середовища. Проведено розрахунки освітлення РПВП-6 кВ блискавко захист і заземлення головної понижувальної підстанції

Перелік прийнятих скорочень

ГЕС – гідроелектростанції

ГАЕС – гідроакumuлюючі електростанції

ДСТУ державні стандарти України

АЕС атомні електростанції

ТЕС – теплові електростанції

ТЕЦ – теплоелектроцентрально

КЕС – конденсаційні електростанції

ГТ ТЕЦ – газотурбінні теплоелектроцентрально

ГТУ – газотурбінна установка

ВК – водогрійний котел

ПК – паровий котел

ДС – димосос

ДВ – дутьевой вентилятор

СЕН – мережевий електронасос

УПТ – установка підживлення тепломережі

РОУ – редуційно-охолоджувальні установки

ПЕН – живильний електронасос

АРВ – автоматичне регулювання збудження

ЗРП – закритий розподільний пристрій

КРУЕ – комплектне розподільний пристрій

ВРП – відкрите розподільний пристрій

ШСМВ – шіносоединительний масляний вимикач

КЗ – коротке замикання

ПЛ – повітряна лінія

РП – розподільчий пристрій
СВ – секційний вимикач
ГРП – головне розподільний пристрій
РПВП – розподільчий пристрій власних потреб
ТВП – трансформатор власних потреб
АВР – автоматичне включення резерву
ВН – висока напруга
НН – низка напруга
ККД – коефіцієнт корисної дії
ЛВП – лінії власних потреб
АБ – акумуляторна батарея
МВ - масляний вимикач
РПН - регулювання під навантаженням
ПБЗ - перемикання без збудження
ПС - понижувальна підстанція
РП – розподільчий пункт
ТВЕ - технічні втрати електроенергії
ТВП - трансформатор власних потреб
ПУЕ - Правила улаштування електроустановок

Зміст

Вступ.....		10
1	Характеристика об'єкта модернізації.....	13
1.1	Загальні відомості про ТЕЦ	13
1.2	Технологическая схема ТЭЦ	16
2	Електрична схема теплоенергоцентралі.....	19
2.1	Електрична схема 110 кВ	19
2.2	Електрична схема 6 кВ	22
2.3	Общие принципы построения схемы электроснабжения системы собственных нужд.....	26
2.4	Електрична схема власних потреб.....	28
2.5	Трансформатори зв'язку 110/6 кВ теплоенергоцентралі.....	31
3	Модернізація розподільного пристрою власних потреб теплоенерго- централі.....	36
3.1	Оцінка ефективності роботи електричних мереж на теплое- нергоцентралі.....	36
3.2	Заходи зі збереження електричної енергії.....	37
3.3	Розрахунок струмів короткого замикання.....	38
3.4	Вибір високовольтних вимикачів.....	46
4	Економічна частина.....	49
4.1	Техніко-економічне обґрунтування заміни масляних вимикачів 6 кВ на вакуумні	49
5	Охорона праці.....	53
5.1	Аналіз небезпечних і шкідливих факторів, які діють на персонал ТЕЦ при роботі в РП 0,4-110 кВ і засоби захисту від них.....	53
5.2	Розрахунок освітлення РПВП-6 кВ ТЕЦ.....	60

					MP.5.8.141.657.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	“Модернізація розподільного пристрою теплоенергоцентралі”	Літ	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Коновал					Н	8	85
Керівник.	Лебединський					СумДУ ЕТмдн-92п		
Н. контр.	Ефімов Г.П							
Затверд.	Лебединський							

5.3	Блискавкозахист ГПП.....	64
5.3.1	Вибір висоти блискавковідводів.....	64
5.3.2	Визначення меж зони захисту.....	65
5.3.3	Визначення надійності захисту підстанції від прямих ударів блискавки.....	66
5.3.4	Заземлюючий пристрій блискавковідводів.....	67
	Висновки.....	68
	Література.....	69
	Додатки.....	71
	Креслення.....	78

Вступ

Електростанціями називають підприємства або установки, призначені для виробництва електричної енергії.

За особливостями основного технологічного процесу перетворення енергії і виду використовуваного енергетичного ресурсу електростанції підрозділяють на теплові (ТЕС), атомні (АЕС), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакumuлюючі (ГАЕС), газотурбінні і ін.

Важливу роль виконують електричні підстанції - електроустановки, призначені для перетворення і розподілу електричної енергії.

В Україні і багатьох інших країнах для виробництва і розподілу електроенергії прийнятий трифазний змінний струм частотою 50 Гц (в США і ряді інших країн прийнята частота 60 Гц). Застосування трифазного струму пояснюється більшою економічністю мереж і установок трифазного струму в порівнянні з установками однофазного змінного струму, а також можливістю широкого використання в якості електроприводу найбільш надійних, простих і дешевих асинхронних електродвигунів.

Поряд з трифазним струмом в деяких галузях промисловості застосовують і постійний струм, який отримують випрямленням змінного струму (електроліз в хімічній промисловості та кольоровій металургії, електрифікований транспорт та ін.). В даний час постійний струм застосовується також для передачі електроенергії на великі відстані при напрузі до 800 кВ.

Одним з основних параметрів електроустановок є номінальна напруга. Номінальною напругою генераторів, трансформаторів, мереж і приймачів електроенергії (електродвигунів, ламп та ін.) називається та напруга, при якій вони призначені для нормальної роботи.

Об'єднання електростанцій на паралельну роботу та створення енергосистем має велике народногосподарське значення і дає ряд технічних і економічних переваг:

- різко підвищує надійність електропостачання споживачів;

					МП.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		10

- забезпечує підвищення економічності виробництва та розподілу електроенергії в цілому по енергосистемі за рахунок найбільш раціонального розподілу навантаження між електростанціями при найкращому використанні енергоресурсів району (палива, водної енергії і т.ін.);

- покращує якість електроенергії, тобто забезпечує підтримку напруги і частоти в межах, нормованих ДСТУ, так як коливання навантаження сприймаються великим числом агрегатів.

Для оперативного керівництва роботою енергосистем в Україні створено єдину систему диспетчерського управління, основними завданнями якої є:

- оперативне планування і регулювання режиму роботи енергосистем з метою повного задоволення потреби народного господарства в електричній енергії і теплі;

- забезпечення безперебійного живлення споживачів і надійної роботи енергосистем;

- попередження і ліквідація аварійних режимів;

- забезпечення необхідної якості електроенергії (напруга, частота, параметри пари і води в тепломережі);

- забезпечення максимальної економічності роботи енергосистеми в цілому і раціонального витрачання енергоресурсів.

Диспетчерські пункти обладнуються новітніми засобами управління: диспетчерськими щитами, пристроями телекерування, телесигналізації, телевимірювань, ЕОМ, автоматики тощо

Дипломна робота присвячена модернізації розподільного пристрою теплоенергоцентралі. Будь-який розвиток вимагає, перш за все енергетичних витрат. Це означає, що сьогодні особливу увагу необхідно приділити модернізації та реконструкції. Правильно обрана схема електропостачання власних потреб багато в чому визначає надійність електропостачання, зумовлює можливі позаштатні ситуації і аварії. При цьому при проектуванні, комплектації, необхідно виходити також з економічної доцільності. Як правило, розглядаються кілька

варіантів і на основі їх порівняння остаточний вибирається з умови оптимального співвідношення між технічною необхідністю і економічною доцільністю. Це дозволяє домогтися істотної економії матеріалів і коштів, полегшує експлуатацію апаратури.

Останнім часом все ширше почали застосовуватися нові види електротехнічної апаратури: вакуумні і елегазові вимикачі, натомість масляних, мікропроцесорні пристрої релейного захисту, натомість релейно-лампових і т.д. Ці пристрої при більшій вартості, забезпечують, однак і більшу надійність, гнучкість і в цілому найчастіше виявляються кращими.

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		12

1. Характеристика об'єкта модернізації

1.1 Загальні відомості про ТЕЦ

Теплоелектроцентральною є об'єктом централізованого постачання споживачів тепловою та електричною енергією [1]. Споживачами теплової енергії є житлові райони міста. Електрична енергія по чотирьом ВЛ-110 кВ віддається в енергосистему, а також від ГРУ-6 кВ - житловим районам міста. ТЕЦ випускає наступну продукцію: електричну енергію, теплову енергію (опалення, гаряче водопостачання).

Відмінною особливістю ТЕЦ від інших видів електростанцій є використання тепла відпрацьованої в турбінах пари для потреб промислового виробництва, а також для опалення та гарячого водопостачання.

Комбіноване вироблення електричної і теплової енергії є перспективним напрямком в теплоенергетиці. У районах, де в зимовий період потрібно опалення житлових приміщень, раціональніше використовувати теплові електростанції. Це дозволяє відмовитися від будівництва котелень, в яких би спалювалося додаткове паливо для теплового споживання.

На конденсаційних електростанціях (КЕС) значна частина тепла (до 60- 65%) втрачається з охолоджувальною водою в навколишнє середовище, при цьому нерационально використовується паливо. Тому ТЕЦ отримали більш широке поширення в промислових і житлових районах в порівнянні з КЕС.

Через зниження втрати тепла в конденсаторах коефіцієнт корисної дії турбінних установок підвищується більш ніж в два рази. В цілому коефіцієнт корисної дії ТЕЦ в залежності від величини теплового споживання становить 50-80%. Якщо споживання тепла немає або його замало, ТЕЦ може виробляти електроенергію в конденсаційному режимі.

Структурна схема ТЕЦ показана на рис.1.1.

					МП.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		13



Рисунок. 1.1 – Структурна схема ТЕЦ

Основні виробничі цехи ТЕЦ, що входять в її структуру:

– Цех парогенераторів та водогрійних котлів (котельний цех).

Функцією цього цеху є підігрів мережної води (для опалення і гарячого водопостачання), виробництво перегрітої пари в пікових котельнях (ПК). Для тих

же потреб в період сильного зниження температури навколишнього повітря в зимовий час, а також для підвищення надійності опалення та ГВП.

– Газотурбінна установка (ГТУ).

Призначення - безпосереднє вироблення електричної енергії і теплової енергії (опалення та гаряче водопостачання).

– Електричний цех.

Даний цех забезпечує розподіл, трансформацію і передачу електричної енергії, експлуатацію і ремонт електричної частини ТЕЦ, а також відповідає за надійну і безаварійну роботу всього електричного обладнання станції.

– Топливний цех.

Завданням цього цеху є забезпечення ТЕЦ паливом, його складування та утримання в потрібному стані (підігрів мазуту, використовуваного в якості резервного палива в парових котлах).

– Хімічний цех.

В даному цеху відбувається підготовка хімічно очищеної води для процесу вироблення теплової та електричної енергії та аналіз якості води і пари. Також до цього цеху відноситься вуглекислотна станція (ділянка виробництва вуглекислоти), що виробляє тверду і рідку вуглекислоту на технологічні потреби.

– Цех теплової автоматики і вимірювань (ТАВ).

Цех відповідає за обслуговування і надійне функціонування контрольно-вимірювальних приладів станції, засобів автоматики, технологічної сигналізації, блокувань і теплового захисту енергетичного обладнання.

– Цех АСУТП.

Функцією цього цеху є впровадження автоматизованих систем управління в технологію виробництва, а також розробка програмного забезпечення для автоматики механізмів, які обслуговують ГТУ.

– Автотранспортний цех.

Завданням цеху є забезпечення всіх транспортних потреб ТЕЦ.

										Арк
										15
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.657.ПЗ					

1.2 Технологічна схема ТЕЦ

На газотурбінних теплоелектроцентралях (ГТ ТЕЦ) робочим тілом є газ, що утворюється при згорянні палива (мазут) [1]. В основі процесу вироблення теплової та електричної енергії знаходяться перший і другий закони термодинаміки. Хімічна енергія палива (природного газу) в камері згорання газотурбінної установки (ГТУ) перетворюється в теплову. Потім теплова енергія в турбіні перетворюється в механічну енергію, а далі (в генераторі) - в електричну енергію. Частина енергії робочого тіла використовується для отримання теплової енергії, а частина - викидається в атмосферу.

Схема виробничого процесу ТЕЦ приведена на рис. 1.2.

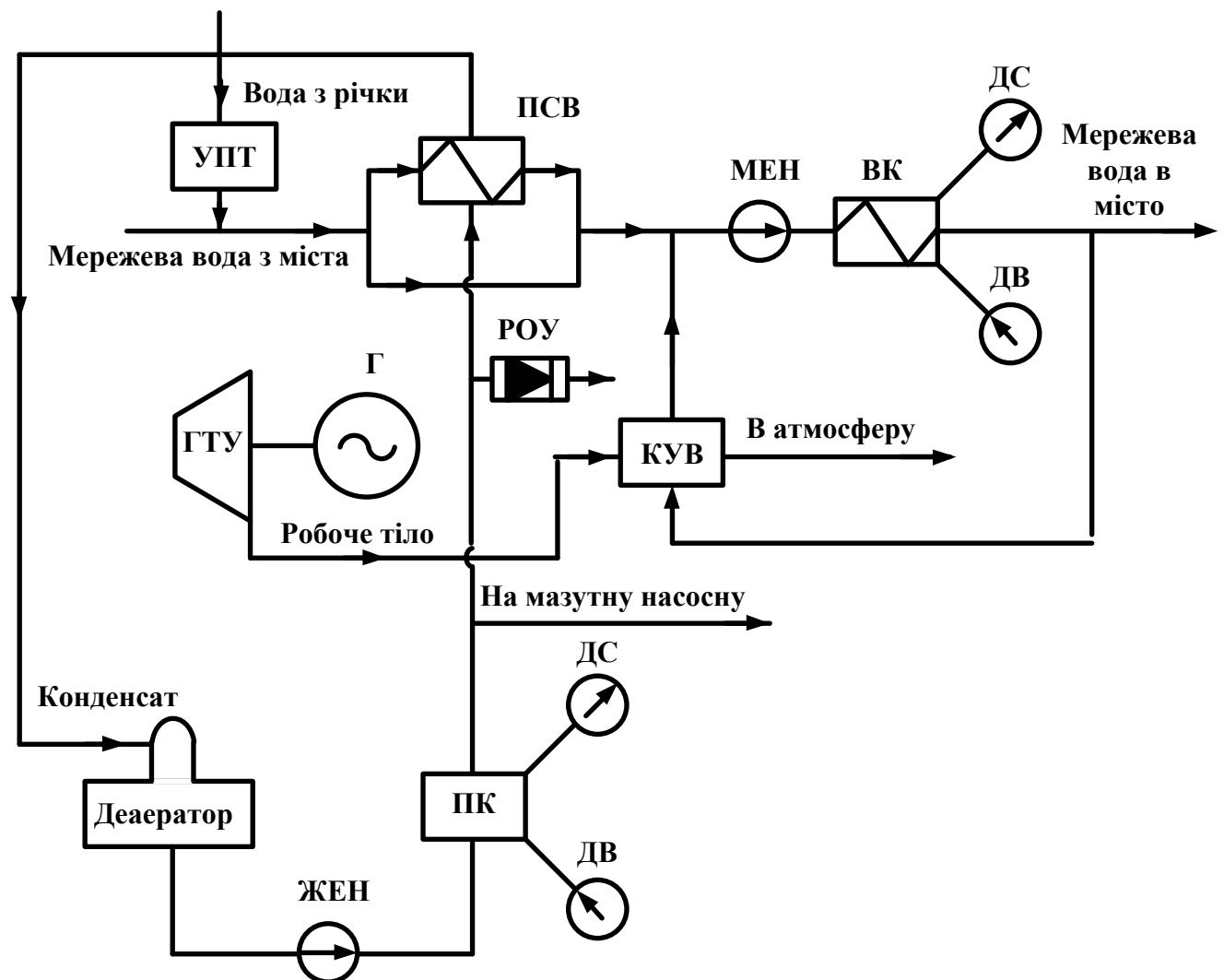


Рисунок 1.2 – Структурна схема процесу виробництва теплової та електричної енергії на ГТ ТЕЦ

Енергія, необхідна для виробництва електрики, виділяється при спалюванні органічного палива в камері згоряння ГТУ, а для виробництва тепла - ще в водогрійних котлах (ВК) і парових котлах (ПК). В якості основного палива на ГТ ТЕЦ застосовується топковий мазут. Утворені при згорянні палива димові гази відсмоктуються димососами (ДС) через димову трубу в атмосферу. Для підтримки процесу горіння палива необхідний кисень, тому в котел дуттьовими вентиляторами (ДВ) подається повітря.

Тепло, отримане при згорянні палива в камері згоряння ГТУ, нагріває робоче тіло - газ, отриманий при згорянні палива. Цей газ прямує в турбіну, де розширюється і здійснює механічну роботу - обертає ротор турбіни і жорстко пов'язаний з нею ротор генератора.

Відпрацьований в турбіні газ надходить в котел - утилізатор води (КУВ), де нагріває мережеву воду, що йде в місто на опалення і гаряче водопостачання. Однак, основну кількість тепла мережева вода отримує в водогрійних котлах. Циркуляцію мережевої води забезпечують мережеві електронасоси (СЕН). Заповнення втрат мережевої води проводиться установкою підживлення тепломережі (УПТ), що бере воду з річки.

У разі, якщо водогрійні котли знаходяться в неробочому стані або в зимовий період, коли їх потужності не вистачає, задіюються підігрівачі мережевої води (бойлера). Нагрівання води в них відбувається перегрітою парою, яка утворюється в парових котлах. В якості палива в цих котлах використовується топковий мазут, що підігрівається в мазутонасосних цією ж парою.

У технологічній схемі також застосовуються редуційно-охолоджувальні установки (РОУ), призначені для зниження тиску і температури пари.

Конденсат ПСВ подається в деаератор теплового циклу для хімічної очистки від корозійно-агресивних газів: кисню і вуглекислого газу. З деаераторної установки вода необхідної якості зливається на всос до живильного електронасоса (ПЕН), який підвищує тиск води і подає живильну воду в паровий котел, і тепловий цикл повторюється.

Ротор турбіни обертає жорстко зчеплений з ним ротор генератора. Всередині ротора генератора укладена обмотка збудження, на яку подається струм збудження від збудника. В якості збудників застосовуються генератори змінного струму (знаходяться на одному валу з ротором генератора і турбіни). У системах збудження присутнє автоматичне регулювання збудження (АРЗ), яке працює в залежності від параметрів енергосистеми і генератора. Струм збудження створює постійний магнітний потік, який при обертанні ротора генератора перетинає обмотку статора генератора і наводить в ній ЕРС. Частина електроенергії, що виробляється генераторами, відбирається на власні потреби ТЕЦ, а решта електроенергії відпускається житловим районам міста (з шин ЗРП-6 кВ) і в енергосистему (від КРПЕ-110 кВ).

Технологічна схема ТЕЦ зображена на рис. 1.3.

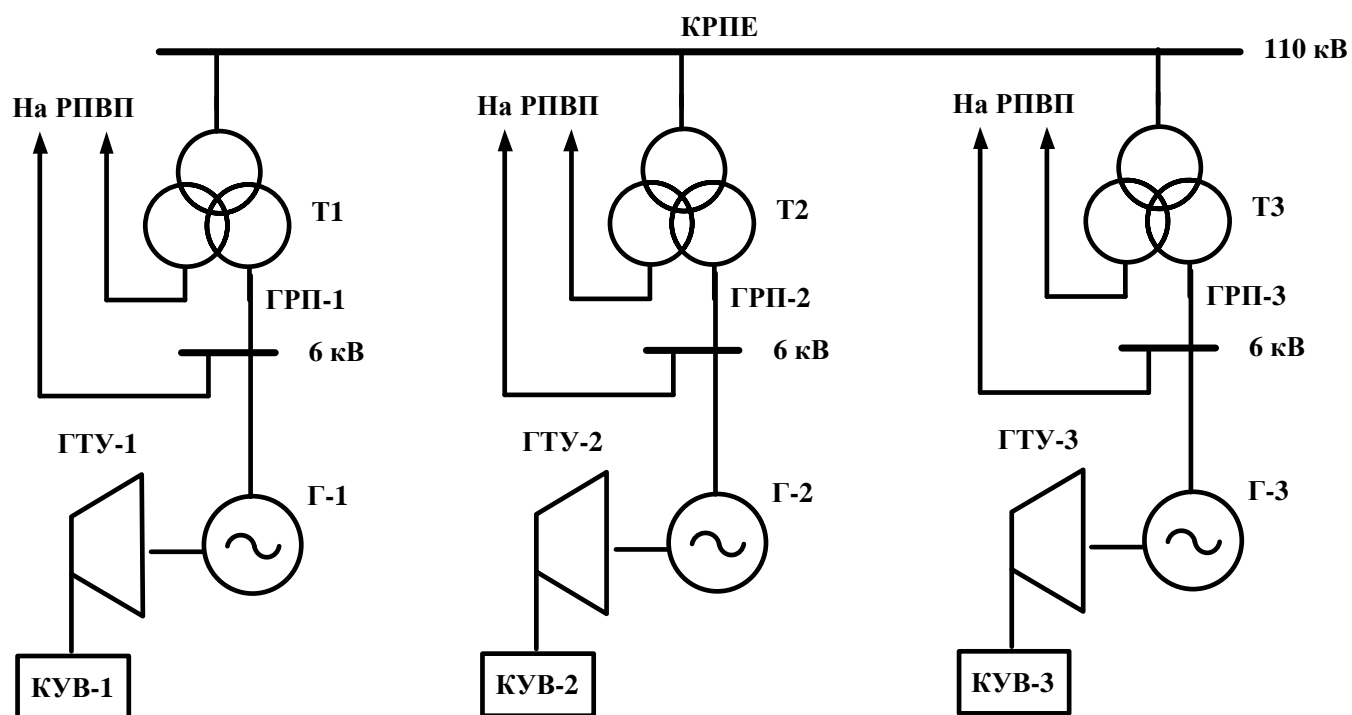


Рисунок 1.3 – Технологічна схема ТЕЦ

2 Електрична схема теплоенергоцентралі

2.1 Електрична схема 110 кВ

Для ВРП напругою 110 кВ і вище з великим числом приєднань широко застосовується схема з трьома робочими системами шин з одного шиносоединительний масляний вимикач (ШСМВ) і з одним вимикачем на приєднання (рис.2.1) [2]. Як правило, системи знаходяться в роботі при відповідному фіксованому приєднанні всіх приєднань. Такий розподіл приєднань збільшує надійність схеми, так як при КЗ на шинах відключається ШСМВ і тільки половина приєднань.

На ТЕЦ прийнято в експлуатацію наступний фіксований зв'язок приєднань 110 кВ:

1. СИСТЕМА ШИН 110 кВ:

- 1.1. ПЛ-110 кВ п/ст. коло № 2 - 7 СЛ.
- 1.2. ПЛ-110 кВ п/ст.ТЕЦ коло № 1 – 9 СЛ.
- 1.3. Трансформатор № 1Т 110/6 кВ.
- 1.4. ШСМВ-110 кВ.
- 1.5. ПЛ-110 кВ коло № 1 - 12 СЛ.

II. СИСТЕМА ШИН 110 кВ:

- 2.1. ПЛ-110 кВ коло № 1 – 5СЛ.
- 2.2. ПЛ-110 кВ п./ст. - 10 СЛ.
- 2.3. Трансформатор 2Т 110/6 кВ.
- 2.4. Трансформатор 3Т 110/6 кВ.
- 2.5. ШСМВ-110 кВ.
- 2.6. ПЛ-110 кВ коло № 2 - 13 СЛ.

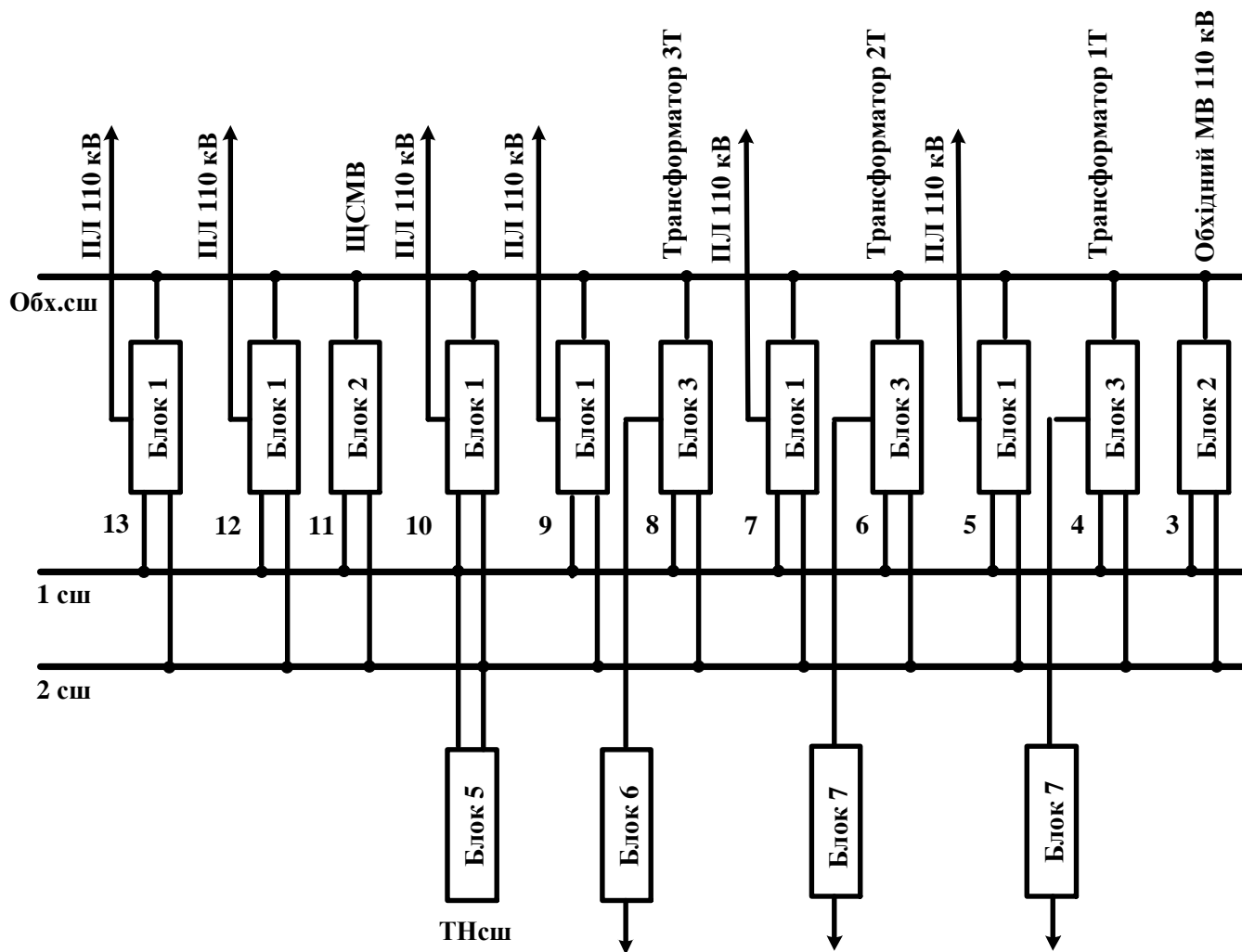


Рисунок 2.1 – Блочна електрична схема 110 кВ теплоенергоцентралі
 Установка окремого ЩСМВ забезпечує більшу оперативну гнучкість, але збільшує капітальні витрати.

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------

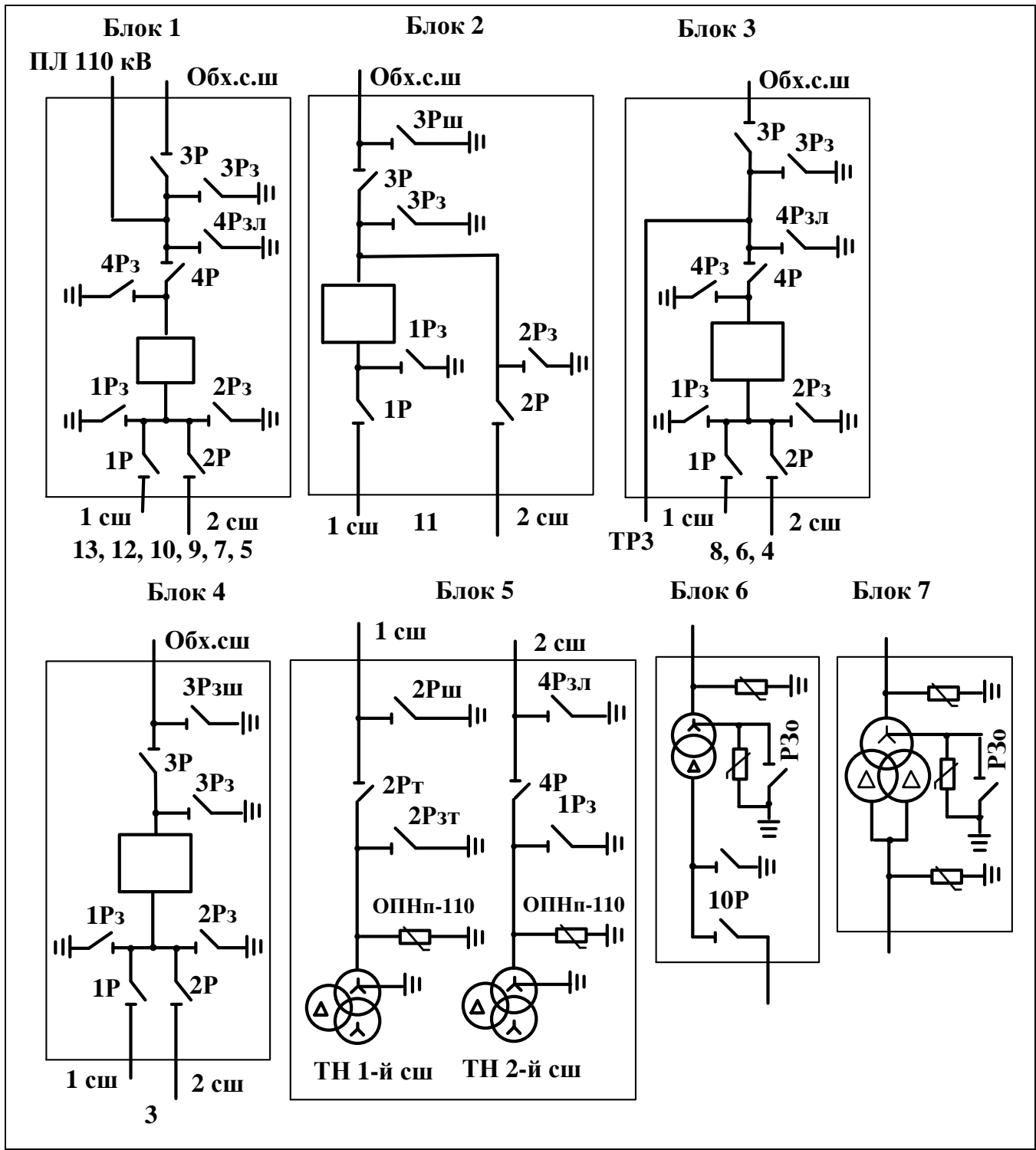


Рисунок 2.2 – Електричні схеми блоків 110 кВ

Тут слід зазначити, що для РП 110 кВ і вище істотними стають недоліки цієї схеми: відмова одного вимикача при аварії призводить до відключення всіх джерел живлення і ліній, приєднаних до даної системи шин, а якщо в роботі знаходиться одна система шин, відключаються всі приєднання. Ліквідація аварії затягується,

тому що всі операції по переходу з однієї системи шин на іншу виконуються роз'єднувачами.

2.2 Електрична схема 6 кВ

З урахуванням особливостей електроприймачів (I-а, II-а категорії), схеми електропостачання їх (відсутність резерву по мережі), а також великої кількості приєднань до збірних шин для головного розподільного пристрою ТЕЦ може передбачатися схема з двома системами збірних шин, в якій кожен елемент приєднується через розвилку двох шинних роз'єднувачів, що дозволяє здійснювати роботу як на одній, так і на іншій системі шин. На схемі (рис 2.3) зображено в робочому стані: турбогенератори ТГ-1 і ТГ-2, приєднані на першу систему збірних шин, від якої отримують живлення, через масляний вимикач і реактор, споживачі і трансформатори зв'язку 1Т, 2Т. Робоча система шин секціонована включенням секційного масляного вимикача СМВ-1 з реактором, який служить для зменшення струмів короткого замикання. Друга система шин є резервною, напруга на ній - від резервного трансформатора 2Т. Обидві системи шин можуть бути з'єднані між собою шиносполучними масляними вимикачами ШСМВ-1 і ШСМВ-2, які при нормальній схемі відключені. Турбогенератор ТГ-3 приєднаний на третю секцію збірних шин, на яку включений трансформатор зв'язку 3Т. У свою чергу, третя секція може з'єднатися з робочою або резервною системою шин за допомогою секційних вимикачів СВ-2 і СВ-3, а при нормальній схемі ТГ-3 працює в блоковому. Перевагою цієї схеми є можливість ремонту будь-якої системи шин без відключення споживачів і джерел. У цьому випадку після включення ШСМВ переводять все приєднання на резервну систему шин, включаючи відповідні роз'єднувачі, і відключають робочу систему шин для ремонту.

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		22

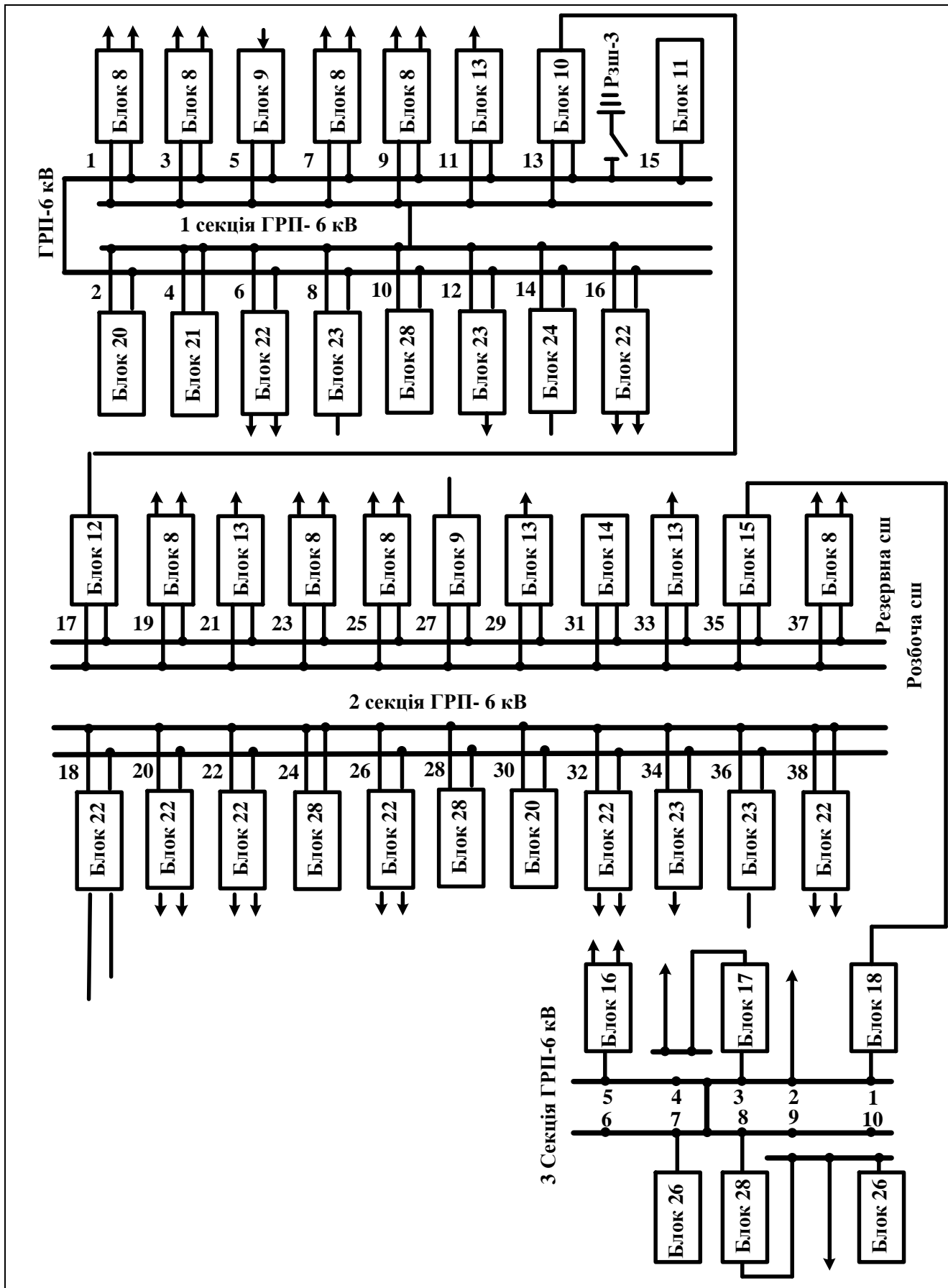


Рисунок 2.3 – Блочна електрична схема 6 кВ теплоенергоцентралі

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------

MP.5.8.141.657.ПЗ

Іншою перевагою є те, що при короткому замиканні на одній системі шин споживачі втрачають тільки на час перемикач на резервну систему шин.

У цій схемі можна використовувати шиноз'єднувальний вимикач для заміни вимикача будь-якого приєднання.

Вже згадана схема є гнучкою і досить надійною. До недоліків її слід віднести велику кількість роз'єднувачів, ізоляторів, струмоведучих матеріалів і вимикачів, більш складну конструкцію розподільного пристрою, що веде до збільшення капітальних витрат на спорудження ГРП. Істотним недоліком є використання роз'єднувачів як оперативних апаратів. Велика кількість операцій роз'єднувачами і складне блокування між вимикачами і роз'єднувачами призводять до можливості помилкового відключення струму навантаження роз'єднувачами. Імовірність аварій через неправильні дії обслуговуючого персоналу в схемах з двома системами шин більша, ніж в схемах з однією системою шин.

					МП.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		24

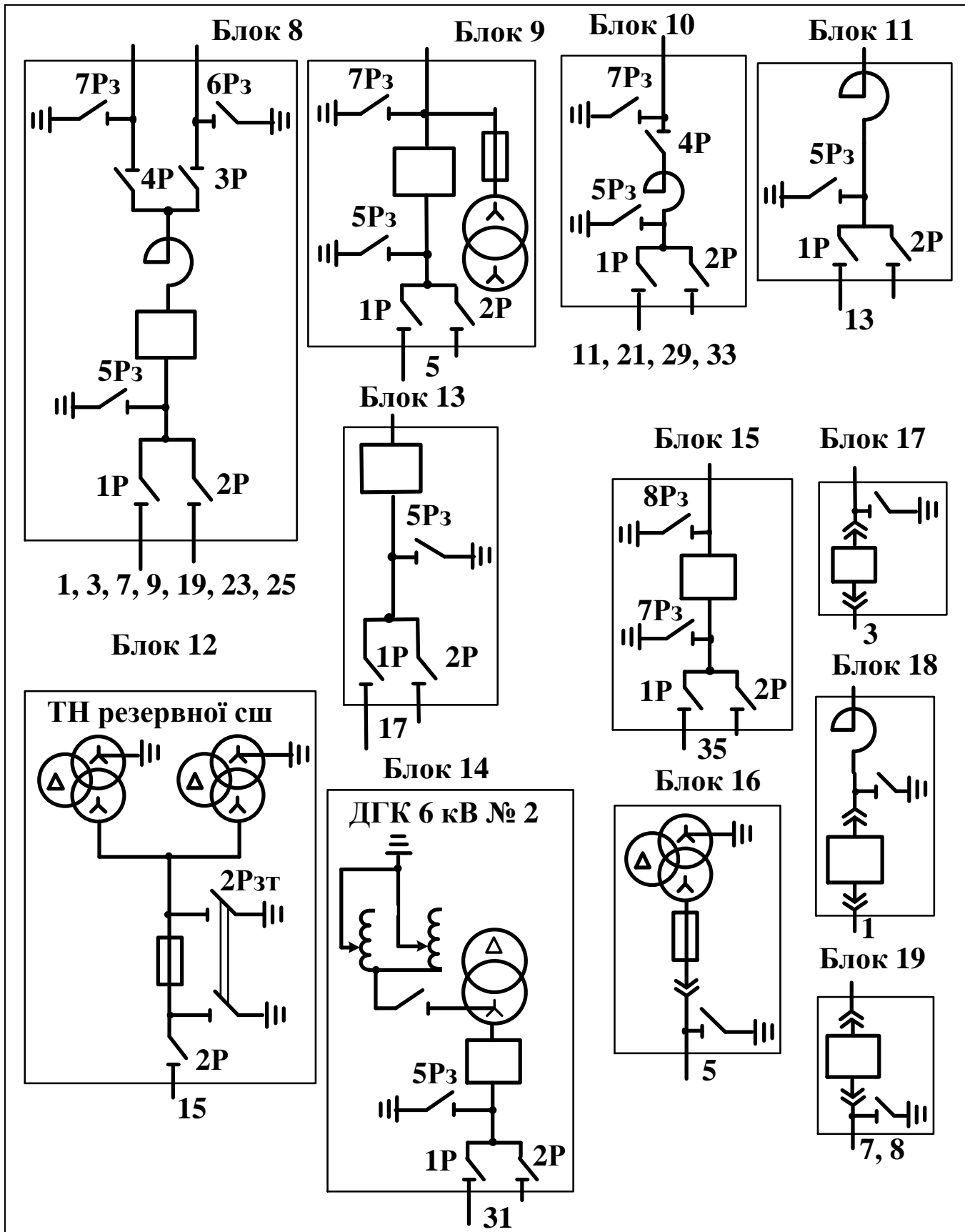


Рисунок 2.4 – Електричні схеми блоків-І 6 кВ

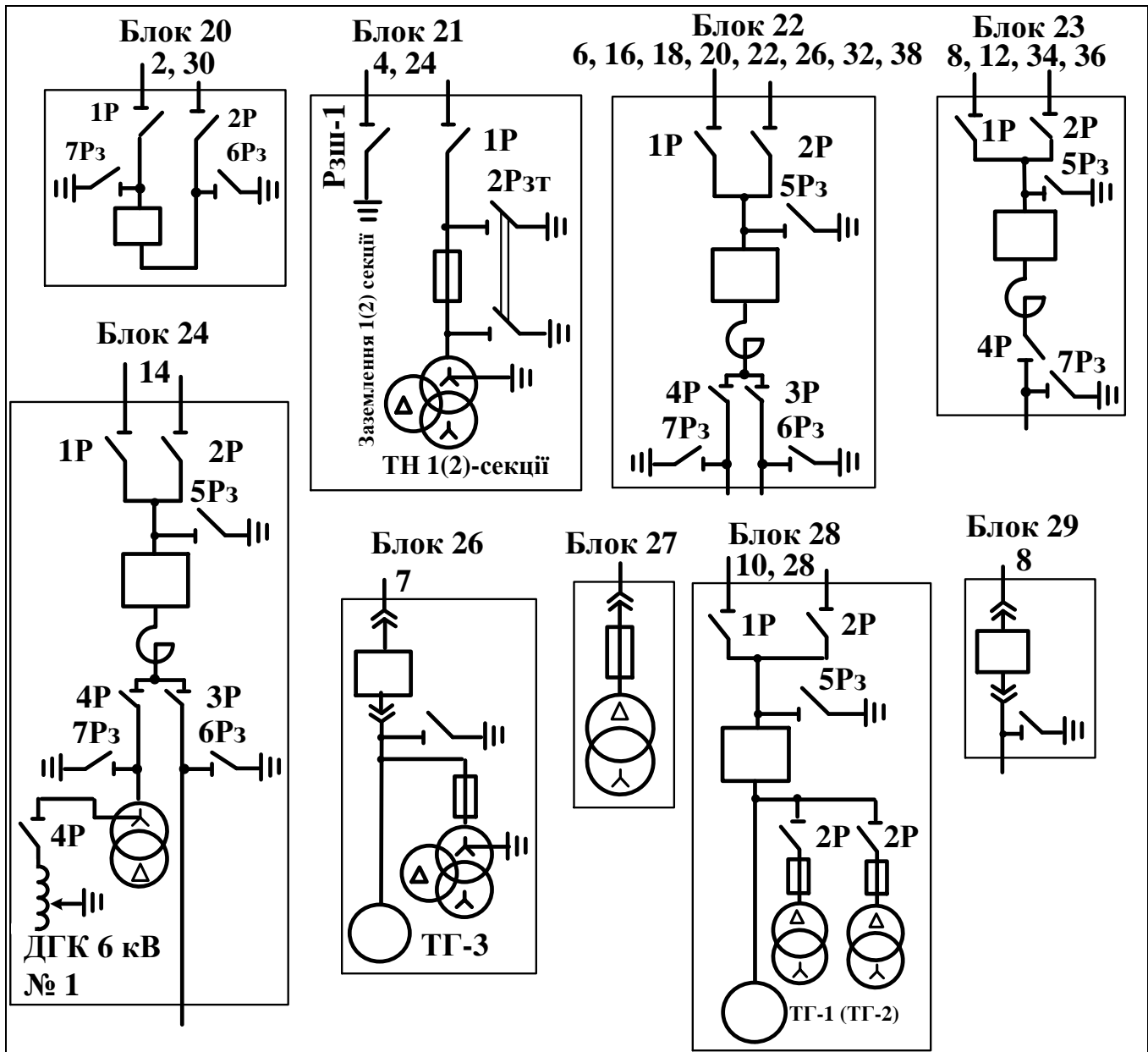


Рисунок 2.5 – Електричні схеми блоків-II 6 кВ

2.3 Загальні принципи побудови схеми електропостачання системи власних потреб

Споживачі власних потреб відносяться до споживачів I категорії безперервності електропостачання [3]. Нормальна робота електростанції і Безпека її обслуговування можливі тільки за умови надійної роботи системи власних потреб. Тому надійність є основною вимогою, якій повинна задовольняти система власних потреб. В даний час загально визнано, що електропостачання системи власних

потреб електростанцій різних типів може бути забезпечене найбільш просто, економічно і надійно від генераторів станції і енергосистеми.

Надійність електропостачання забезпечується при виконанні наступних умов:

- 1) при застосуванні швидкодіючого релейного захисту, що дозволяє зменшити небезпеку зниження напруги в системі власних потреб при коротких замиканнях у зовнішній мережі і викликаного цим гальмування електродвигунів, отже, зменшення продуктивності робочих машин;
- 2) при автоматичному регулюванні збудження генераторів, що забезпечує швидке відновлення нормальної напруги генераторів після вимкнення короткого замикання;
- 3) при використанні для приводу робочих машин асинхронних електродвигунів з короткозамкненим ротором, легко розвертаючихся після короткочасного зниження частоти обертання;
- 4) при раціональній побудові схеми електропостачання системи власних потреб, в основу якої покладено секціонування з приєднанням групи електроприймачів, що відносяться до кожного агрегату (блоку, котлу), до окремої секції РП з окремим робочим трансформатором. Завдяки цьому короткі замикання в мережі власних потреб викликають зниження напруги тільки у відповідній групі електроприймачів.

Для електропостачання робочих машин електростанції, а також інших приймачів електроенергії, доцільно мати розподільні мережі і відповідні РП двох ступенів напруги, що застосовуються в даний час в системі власних потреб електростанцій: 6 кВ - для електродвигунів потужністю понад 200 кВт і 380/220 В - для електродвигунів меншої потужності і освітлення [4].

Основними джерелами електроенергії для власних потреб електростанцій є генератори і електрична система в цілому. Резервні трансформатори необхідні лише для заміни робочих трансформаторів власних потреб в разі їх пошкодження. Оскільки функції резервних трансформаторів обмежені, Норми технологічного

										Арк
										27
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.657.ПЗ					

проектування теплових електричних станцій і теплових мереж рекомендують на ТЕЦ установку одного резервного трансформатора на кожні шість робочих трансформаторів власних потреб [5]. Резервні трансформатори повинні бути приєднані так, щоб виключити можливість одночасної втрати робочого і резервного трансформаторів власних потреб. Резервний трансформатор власних потреб приєднується до шин РПВП (при схемі з двома системами шин) або відгалуженнями до трансформатора зв'язку (при схемі з однією системою шин).

Електрична схема системи власних потреб ТЕЦ повинна бути узгоджена з тепловою схемою станції. Секціонування системи власних потреб доцільно здійснювати за кількістю котлів. Основне навантаження секцій будуть складати електродвигуни котельних агрегатів, загальностанційне навантаження розподіляється між секціями.

2.4 Електрична схема власних потреб

Приводи механізмів власних потреб станції отримують живлення від РП власних потреб. Згідно [5] електродвигуни власних потреб приймаються в основному асинхронними з короткозамкненим ротором. Їх конструкція відносно проста, тому вони надійні в роботі і нескладні в обслуговуванні.

Напруга живлення великих електродвигунів (потужністю більше або рівній 200 кВт) приймається рівною 6 кВ, для інших електродвигунів змінного струму приймається напруга живлення 380 В.

Число робочих ТВП відповідає числу блоків. Підключаються вони на відгалуженні між генераторним вимикачем і підвищувальним трансформатором.

Число резервних ТВП залежить від числа блоків, їх потужності, від наявності генераторних вимикачів.

З міркувань резервування і обмеження струмів короткого замикання ТВП повинні мати однакову потужність.

Кожна секція приєднується до ТВП через окремий вимикач.

					МП.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		28

Живлення власних потреб кожного блоку від двох секцій дає можливість при відмові або ремонті на одній із секцій зберегти в роботі блок, хоча б і при зниженому навантаженні (50 - 60%). На кожній секції передбачається введення автоматично включаємого резервного живлення (АВР).

Загальностанційне навантаження по робочих секціях розподіляється рівномірно. Для живлення шин 0,4 кВ, до яких підключаються дрібні двигуни, електроприймачі та інші навантаження, необхідна установка понижувальних трансформаторів 6/0,4 кВ.

Основними напругами, що застосовуються в даний час в системі власних потреб, є 6 кВ (для електродвигунів потужністю понад 200 кВт) і 0,38 / 0,23 кВ для інших електродвигунів і освітлення.

На ТЕЦ є розподільний пристрій власних потреб (РПВП) - 6 кВ і 0,4 кВ. РПВП-6 кВ складається з трьох секцій і трьох півсекцій, які отримують живлення безпосередньо з шин ГРП реактованими лініями з ячеек № 8, № 14, № 18, № 36, кожна живить свою секцію власних потреб. РПВП - 0,4 кВ складається з чотирьох секцій. 1 і 2 секції живить трансформатор 41Т, а 3 і 4 живить трансформатор 42Т. Трансформатор 40Т є резервним для 41Т і 42Т, він включається автоматично при відключенні будь-якого з них.

Ця розглянута схема не може забезпечити надійного живлення власних потреб, так як при пошкодженнях в генераторах, на шинах ГРП або в тепломеханічній частині, порушується живлення РПВП. Том, у крім робочих джерел власних потреб, повинні передбачатися резервні джерела живлення. Такими джерелами можуть бути трансформатори, приєднані до шин підвищеної напруги, що має зв'язок з енергосистемою. Навіть при відключенні всіх генераторів електростанції живлення власних потреб буде здійснюватися від енергосистеми. Таким джерелом живлення на ТЕЦ є трансформатор 3Т, який живить резервну систему шин. З цієї системи шин по 14-ій ячейці живиться резервна секція власних потреб 9Р. З цієї секції від масляних вимикачів 19РК, 29РК, 39РК автоматично живиться трансформатор 40Т і та секція власних потреб 6кВ, на якій відсутня напруга. На той рідкісний випадок,

					МП.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		29

коли аварія на електростанції збігається з аварією в енергосистемі, і напруга власних потреб не може бути подана від резервного трансформатора 40Т, для найбільш відповідальних споживачів, які забезпечують збереження обладнання в працездатному стані (масляні насоси мастила, ущільнення валу, валоповоротні пристрої і ін.), передбачена акумуляторна батарея.

Технічні дані трансформаторів власних потреб [6]:

Трансформатор № 40Т

Тип: ТМ-750/6.

Потужність: 750 кВА. Напруга: $6000 \pm 5\%$ / 400 В

Номінальний струм: 72,2/1085 А. Група з'єднання: Y/Y₀ – 12.

Напруга короткого замикання: 5,7 %.

Трансформатори № 41Т, 42Т

Тип: ТМ – 1000/10

Потужність: 1000 кВА, Напруга: $6000 \pm 2 \times 2,5\%$ / 400 В

Номінальний струм: 96,2 / 1445 А.

Напруга короткого замикання: 5,85 %

Трансформатор № 43Т

Тип: ТМ-400

Потужність: 400 кВА, Напруга: $6000 \pm 2 \times 2,5\%$ / 400 В

Номінальний струм: 38,5 / 578 А, Група з'єднання: Y/Y₀ – 12

Напруга короткого замикання: 4,52 %

Трансформатори берегової насосної № 1, № 2

Тип: ТМ – 180/6.

Потужність: 180 кВА, Напруга: $6000 \pm 5\%$ / 400 В

Номінальний струм: 16,45 / 260 А, 17,3/260 А

Схема і група з'єднання: Y/Y₀- 12, ПБВ

Напруга короткого замикання: 5,37 %, 5,55 %

Трансформатори водогрійної котельні № 61Т, № 62Т

Тип: ТМ – 630/6.

					МП.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		30

Потужність: 630 кВА, Напруга: $6000 \pm 5\%$ /400 В

Напруга короткого замикання: 5,66 %, 5,79 %

Номинальний струм: 60,6/910 А

Призначення трансформаторів власних потреб:

Трансформатори № 41Т і 42Т є робочими трансформаторами, а трансформатор № 40Т - резервним.

Трансформатор № 41Т живить I і II секції РПВП-0,4 кВ, трансформатор № 42Т живить III і IV секції РПВП-0,4 кВ.

У разі відключення автомата трансформатор № 41Т автоматично включається резервний трансформатор № 40Т в сторону I-II секції РПВП-0,4 кВ. При відключенні автомата трансформатора № 42Т автоматично включається трансформатор № 40Т в сторону III-IV секції.

Трансформатор № 43Т 400 кВА живить силові збірки маслогосподарства, електро та механічної майстерні, підсобного господарства.

Трансформатори 180 кВА № 1 і № 2 берегової насосної живлять збірні шини щита 0,4 кВ берегової насосної, причому один з них знаходиться в роботі, а другий - в резерві. Робочий і резервний їх стан визначається графіком.

Трансформатори № 61Т і № 62Т окремо живлять I і II секції РП-0,4 кВ водогрійної котельні.

2.5 Трансформатори зв'язку 110/6 кВ теплоенергоцентралі

На електростанціях, що мають шини генераторної напруги, передбачається установка трансформаторів для зв'язку цих шин з шинами підвищеної напруги. Такий зв'язок необхідний для видачі надлишкової потужності в енергосистему в нормальному режимі, коли працюють всі генератори, і для резервування живлення навантажень на напрузі 6 кВ при плановому або аварійному відключенні одного з генераторів.

Число трансформаторів зв'язку зазвичай не перевищує двох і вибирається з таких міркувань:

					МП.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		31

При трьох або більше секціях збірних шин ГРП встановлюється два трансформатори зв'язку. Це дозволяє створити симетричну схему і зменшити перетоки потужності між секціями при відключенні одного генератора.

При видачі в енергосистему від ТЕЦ значної потужності, яка відповідає потужності обертового резерву енергосистеми (10-12) % загальної встановленої потужності енергосистеми), необхідна установка двох трансформаторів. У цьому випадку забезпечується надійна видача надлишкової потужності в енергосистему.

В інших випадках, коли ГРП складається з однієї-двох секцій і видається в систему потужність невелика, допустима установка одного трансформатора зв'язку.

Трансформатори зв'язку повинні забезпечити видачу в енергосистему всієї активної та реактивної потужності генераторів за вирахуванням навантажень власних потреб і навантажень розподільного пристрою генераторної напруги в період мінімуму навантаження, включаючи неробочі дні.

Силові трансформатори, встановлені на електростанціях і підстанціях, призначені для перетворення електроенергії з однієї напруги на іншу. Найбільшого поширення набули трифазні трансформатори, так як втрати в них на 12-15 % нижчі, а витрата активних матеріалів і вартість на 20-25 % менша, ніж в групі трьох однофазних трансформаторів такої ж сумарної потужності. На ТЕЦ використовується три трансформатори зв'язку, 1Т і 2Т потужністю 25 кВА і 3Т потужністю 20 кВА. У нормальному режимі на зв'язку з системою знаходяться два трансформатори 1Т і 2Т. 3Т живить третю систему шин.

Технічні дані силових трансформаторів [6]:

Для зв'язку ТЕЦ з системою на ВРП-110 кВ ТЕЦ встановлені два силові трансформатори, що мають стаціонарні номери «1Т», «2Т». Третій силовий трансформатор «3Т» встановлено в основному для живлення на напрузі 6 кВ третьої секції і одночасно є резервом для трансформаторів 1Т і 2Т на час їх ремонту або відключення з інших причин.

Трансформатор № 1Т

Тип ТРДН – 25000–110/6,6, з розщепленою обмоткою на стороні 6 кВ.

						MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			32

Номинальна потужність обмоток:

ВН – 25000 кВА; НН1 – 12500 кВА; НН2 – 12500 кВА.

Потужність при включеному дутті:

ВН-17000 кВА; НН1, НН2 по 8500 кВА.

Номинальна напруга: 115 / 6,3 / 6,3

Номинальний струм обмоток:

ВН-125,5 А; НН1 – 661,4/1144 А; НН2 – 661,4/1144 А.

Схема і група з'єднання обмоток: $Y_0 / \Delta / \Delta - 11 - 11$

Струм холостого ходу: 0,59 %

Втрати холостого ходу: 36,72 кВт

Втрати короткого замикання обмотки ВН-НН заг. – 122,02 кВт

Напруга короткого замикання обмотки ВН-НН заг. – 10,48 %

Спосіб регулювання напруги: $115000 \pm 9 \times 1,78$ % під навантаженням

Трансформатор № 2Т

Тип ТРДН – 25000–110/6,6, з розщепленою обмоткою на стороні 6 кВ.

Номинальна потужність обмоток:

ВН – 25000 кВА; НН1 – 12500 кВА; НН2 – 12500 кВА

Потужність при включеному дутті:

ВН – 17000 кВА; НН1, НН2 по 8500 кВА.

Номинальна напруга 115/6,3/6,3 кВ

Номинальний струм обмоток:

ВН-125,5 А; НН1-661,4/1144 А; НН2-661,4/1144 А.

Схема і група з'єднання обмоток: $Y_0 / \Delta / \Delta - 11 - 11$

Струм холостого ходу: 0,42 %, Втрати холостого ходу: 30,15 кВт

Втрати короткого замикання обмотки ВН-НН заг. – 125,07 кВт

Напруга короткого замикання обмотки ВН-НН заг. – 10,86 %

Спосіб регулювання напруги під навантаженням $115000 \pm 9 \times 1,78$ %

Трансформатор № 3Т

Тип ТДНГ – 20000–110/6,6.

										Арк
										33
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата						

Номинальна потужність: 20000 кВА

Номинальна напруга: $112 \pm 4 \times 2,5 \%$ / 6,6 кВ

Номинальний струм: 103,1/1750 А

Схема і група з'єднань: Y_0/Δ - 11

Струм холостого ходу: 0,87 %

Втрати холостого ходу: 29,7 кВт, Втрати короткого замикання: 136 кВт

Напруга короткого замикання: 10,9 %

Регулювання напруги на стороні ВН проводиться під навантаженням.

Охолодження трансформаторів №№ 1Т, 2Т і 3Т - масляне з індивідуальним дуттям.

Перемикаючі пристрої трансформаторів

Трансформатори № 1Т, 2Т, 3Т обладнані перемикаючими пристроями для регулювання напруги під навантаженням за допомогою зміни числа включених витків обмотки ВН трансформаторів.

На трансформаторах 1Т і 2Т встановлені перемикаючі пристрої типу РС-3/110/400 випуску заводу ім. В.Коларова м.Софія (Болгарія), призначені для трансформаторів з номінальною напругою обмотки 115 кВ, номінальною потужністю 25000 кВА і номінальним струмом $I_n = 400$ А.

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		34

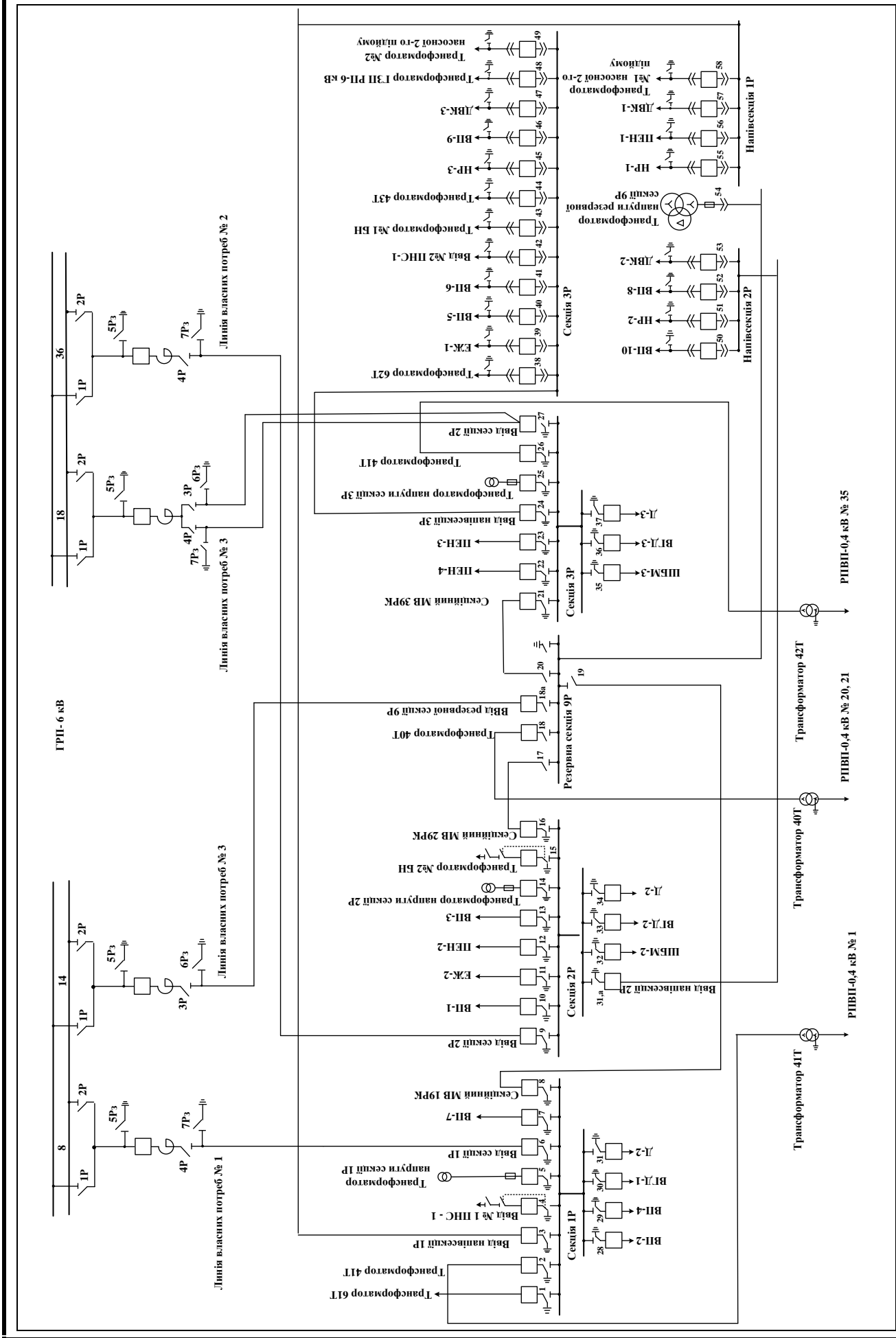


Рисунок 2.6 – Електрична схема власних потреб

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------

МР.5.8.141.657.ПЗ

3. Модернізація розподільного пристрою власних потреб теплоенергоцентралі

3.1 Оцінка ефективності роботи електричних мереж на теплоенергоцентралі

3.1.1. Силові трансформатори та трансформатори, що знаходяться на зв'язку з енергосистемою, в години ранкового і вечірнього максимумів працюють практично з 0-5 % завантаженням від номінальної потужності, тобто на холостому ході. А в нічні години трансформатори працюють майже з 50 % завантаженням від номінальної потужності. Що призводить до перевитрати електричної енергії. Залежність втрат трансформатора від його номінальних параметрів показана в формулах [7]:

$$\Delta P_{ном} = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K \cdot S_2^2}{S_{ном}^2} \quad (3.1)$$

$$\Delta Q_X = \frac{I_X S_n}{100} \quad (3.2)$$

$$\Delta Q_{ном} = \Delta Q_X + \frac{U_K \cdot S_2^2}{100 \cdot S_{ном}} \quad (3.3)$$

де $\Delta P_X, \Delta P_K, S_{ном}, I_X$ - номінальні паспортні параметри трансформатора. Чим вища установча потужність трансформатора, тим вищі за величиною його номінальні параметри і тим вищі втрати в трансформаторі. При заміні діючих трансформаторів на трансформатори меншої номінальної потужності зменшаться втрати електричної енергії в самих трансформаторах.

3.1.2. На ТЕЦ використовуються в основному електродвигуни 60-70 р.р. випуску, у яких пускові ($I_{п}, M_{п}$) експлуатаційні ($\cos \varphi, \eta$) параметри помітно поступаються параметрам сучасних електродвигунів. Особливо це очевидно при експлуатації на ТЕЦ електродвигунів номінальною потужністю 400-630 кВт на номінальну напругу 6,3 кВ, споживана потужність яких становить приблизно 85 % потужності всіх власних потреб ТЕЦ.

3.1.3. Найчастіше експлуатовані електродвигуни працюють не в номінальних або близьких до них параметрах, що призводить до зменшення ККД і самих електродвигунів і ТЕЦ в цілому.

3.1.4. Використовувані турбогенератори 1953 і 1955 р.р. випуску, у них ККД нижчий, ніж у турбогенераторів, що випускаються нині, тобто при такій же використаній кількості пару сучасні турбогенератори будуть генерувати більшу кількість енергії, ніж діючі турбогенератори.

3.1.5. Понад 70 % комутаційного високовольтного обладнання із загальної кількості - це морально застаріле обладнання, на яке витрачається велика кількість людино-годин і матеріалів для техобслуговування і ремонту.

3.1.6. Часто освітлення цехів і приміщень станції на час обідньої перерви не відключається вчасно.

3.1.7. Використовувана система обліку електроенергії не враховує різниці часу зняття показань електричних лічильників, що призводить до збільшення часу небалансу.

3.1.8. На ТЕЦ не впроваджується нове обладнання, не використовуються досягнення науки в області електротехніки і технологій в процесах вироблення електричної енергії.

Все це призводить до збільшення частки електроенергії у вартості готової продукції (теплової енергії мережевої води і електричної енергії віддається в енергосистему), знижує рентабельність підприємства.

3.2 Заходи зі збереження електричної енергії

маловитратні заходи [8]:

- Не допускати роботу електрообладнання в холостому режимі;
- оптимізація роботи електрообладнання широкого вжитку (освітлення, насоси, вентилятори та інше);
- ремонт електричних машин, обладнання підстанцій, розподільчих пристроїв з метою підвищення їх ефективності;

- вибір оптимального режиму освітлення;
- своєчасне відключення освітлення в неробочий час;
- середньовитратні заходи:
- застосування новітніх електродвигунів з високим коефіцієнтом корисної дії;
- впровадження автоматизованих систем обліку електроенергії;
- скорочення втрат електроенергії в мережах споживачів міста;
- заміна ламп розжарювання на більш економні;
- постійне впровадження нового обладнання, використання досягнень науки в області електротехніки і технологій в процесах вироблення електричної енергії.

Заходи, що вимагають зовнішнього інвестування [9]:

- провести заміну силових трансформаторів, на трансформатори меншої встановленої потужності;
- заміна діючих турбогенераторів на нові;
- повна заміна комутаційного високовольтного обладнання на малообслуговуване обладнання;
- впровадження нових, менш енергоємних технологічних процесів, обладнання.

3.3 Розрахунок струмів короткого замикання

При коротких замикань в системі власних потреб електростанцій істотний вплив на характер процесу і значення струму надають групи електродвигунів, включених поблизу місця пошкодження [10]. Складову струму короткого замикання від електродвигунів необхідно враховувати при перевірці апаратів і провідників РПВП, а також при розрахунку уставок релейного захисту обладнання 6 кВ.

Для зазначених цілей досить зазвичай знати початкове значення періодичної складової, ударний струм, значення періодичної і аперіодичної складових струму короткого замикання в момент t розмикання контактів вимикачів.

На ТЕЦ експлуатується близько 70 масляних вимикачів 6 кВ. Велика частина масляних вимикачів 6 кВ відпрацювали свій нормативний експлуатаційний ресурс.

Деякі вимикачі мають занижені конструктивні ізоляційні характеристики, які не дають можливості випробувати їх нормованою напругою і підтримувати необхідну електричну міцність, яка в свою чергу, є причиною перекриття ізоляції, тобто аварії.

Ремонт і експлуатація наведеного вище обладнання, яке відпрацювало свій ресурс, економічно не вигідні з наступних причин:

- запасні частини до такого обладнання в основному відсутні в зв'язку з припиненням їх випуску заводами-виробниками;
- технічні характеристики такого обладнання технічно недосконалі, що ускладнює їх ремонт і вимагає значних витрат матеріалів і витрат часу на їх ремонт, вимагає скорочення міжремонтних термінів;
- таке оснащення практично не піддається телемеханізації.

Тому, в даному випадку, доцільно здійснювати заміну такого обладнання на нове, сучасне.

У додатку 1 представлені технічні дані, необхідні для заміни масляних вимикачів РПВП-6 кВ (склад ячеек РПВП-6 кВ), а також характеристики ліній, що відходять споживачів).

Схема №1

Схема заміщення представлена на рис. 3.1

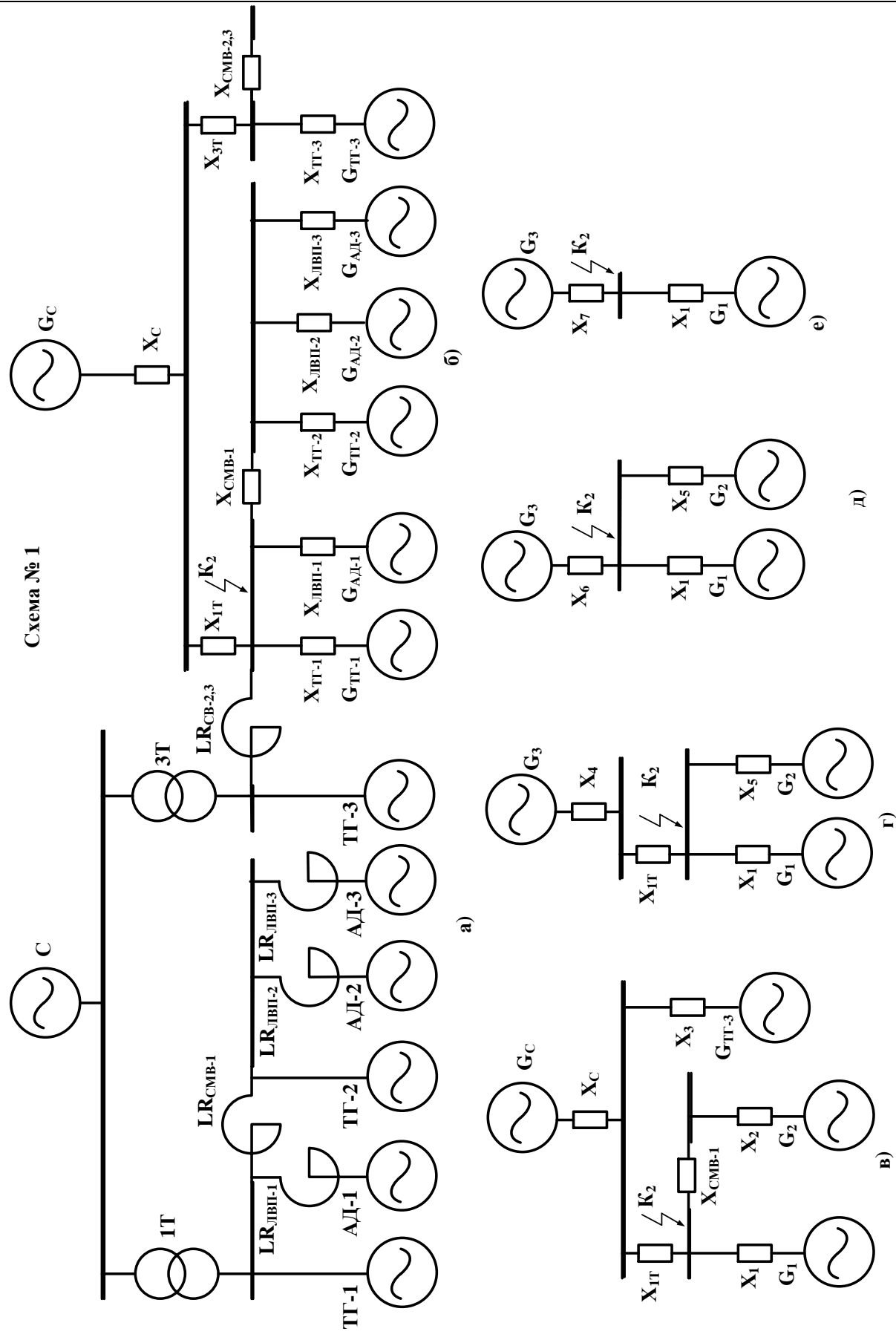


Рисунок 3.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання схеми № 1

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------

MP.5.8.141.657.ПЗ

Визначимо параметри схеми заміщення, щодо $U = 6,3$ кВ:

Дані трансформаторів приведені в розділі 2.

Дані електродвигунів власних потреб великої потужності, генераторів, реакторів наведені в додатку.

$$X_{ТГ-1} = \frac{x \cdot d''}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{НОМ}} = \frac{x \cdot d''}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{\frac{P_{НОМ}}{\cos \varphi}} = \frac{14,7}{100} \cdot \frac{6,3^2}{\frac{14}{0,8}} = 0,333 \text{ Ом}$$

$$X_{ТГ-2} = \frac{x \cdot d''}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{НОМ}} = \frac{x \cdot d''}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{\frac{P_{НОМ}}{\cos \varphi}} = \frac{14,7}{100} \cdot \frac{6,3^2}{\frac{13,1}{0,8}} = 0,357 \text{ Ом}$$

$$X_{ТГ-3} = \frac{x \cdot d''}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{НОМ}} = \frac{x \cdot d''}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{\frac{P_{НОМ}}{\varphi}} = \frac{11,674}{100} \cdot \frac{6,3^2}{\frac{12}{0,8}} = 0,49 \text{ Ом}$$

$$X_{1Г,2Г} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,48}{100} \cdot \frac{6,3^2}{25} = 0,166 \text{ Ом}$$

$$X_{3Г} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,9}{100} \cdot \frac{6,3^2}{20} = 0,22 \text{ Ом}$$

$$X_{смв-1} = 0,577 \text{ Ом}$$

$$X_{смв-2,3} = 0,57 \text{ Ом}$$

$$X_{реакт.лвп1,2,3} = 0,25 \text{ Ом}$$

Підживлення струмом замикання електродвигунів -1:

$$I_{ПОДП.}^{ЛВП-1} = 4 \cdot \frac{\sum P_{НОМ}}{U_{НОМ}} = 4 \cdot \frac{2,24}{6,3} = 1,42 \text{ кА}$$

Сумарний реактивний опір електродвигунів ЛВП-1:

$$X_{АД-1} = \frac{U_{\delta}}{I_{ПОДП.}^{ЛВП-1}} = \frac{3637}{1420} = 2,561 \text{ Ом}$$

Підживлення струмом замикання електродвигунів ЛВП-2,3:

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		41

$$I_{\text{ПОДП.}}^{\text{ЛВП-2}} = 4 \cdot \frac{\sum P_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = 4 \cdot \frac{2,98}{6,3} = 1,9 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОДП.}}^{\text{ЛВП-3}} = 4 \cdot \frac{\sum P_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = 4 \cdot \frac{2,66}{6,3} = 1,69 \text{ кА}$$

Сумарний реактивний опір електродвигунів ЛВП-2,3:

$$X_{\text{АД-II}} = \frac{U_{\text{б}}}{I_{\text{ПОДП.}}^{\text{ЛВП-2}}} = \frac{3637}{1900} = 1,92 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{АД-III}} = \frac{U_{\text{б}}}{I_{\text{ПОДП.}}^{\text{ЛВП-3}}} = \frac{3637}{1690} = 2,153 \text{ Ом}$$

Реактивний опір ЛВП-1,2,3:

$$X_{\text{ЛВП1}} = 0,25 + 2,561 = 2,81 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ЛВП2}} = 0,25 + 1,92 = 2,17 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ЛВП3}} = 0,25 + 2,153 = 2,4 \text{ Ом}$$

Опір визначимо по струму КЗ на шинах 115 кВ ТЕЦ, відомому за листом Північної енергосистеми:

$$I_{\text{КЗ}}^{115} = 19770 \text{ А}$$

$$X_{\Sigma}^{115} = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{115}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 19770} = 3,36 \text{ Ом}$$

За відомим реактивним опором, який приведено до $U = 115 \text{ кВ}$, визначимо реактивний опір, приведений до $U = 6,3 \text{ кВ}$:

$$X_{\Sigma}^{6,3} = 3,36 \cdot \left(\frac{6,3}{115} \right)^2 = 0,01 \text{ Ом}$$

Точка К₂:

$$X_1 = \frac{X_{\text{ТГ-1}} \cdot X_{\text{ЛВП.I}}}{X_{\text{ТГ-1}} + X_{\text{ЛВП.I}}} = \frac{0,333 \cdot 2,81}{0,333 + 2,81} = 0,298 \text{ Ом},$$

$$X_1 = \frac{X_{\text{ТГ-1}} \cdot X_{\text{ЛВП.I}}}{X_{\text{ТГ-1}} + X_{\text{ЛВП.I}}} = 0,28 \text{ Ом},$$

$$X_3 = X_{3T} + X_{TT-3} = 0,22 + 0,49 = 0,71 \text{ Ом}$$

$$G_1 = \frac{G_{TT-1} \cdot G_{АД-1}}{G_{TT-1} + G_{АД-1}} = \frac{6,3 \cdot 6,3}{6,3 + 6,3} = 3,15 \text{ кВ}$$

$$G_2 = G_{TT-2} // G_{АД-2} // G_{АД-3} = 6,3 / 3 = 2,1 \text{ кВ}$$

$$X_4 = \frac{X_c \cdot X_3}{X_c + X_3} = \frac{0,01 \cdot 0,71}{0,01 + 0,71} = 0,0098 \text{ Ом}$$

$$X_5 = X_{СМВ-1} + X_2 = 0,577 + 0,28 = 0,857 \text{ Ом}$$

$$G_3 = \frac{G_{TT-3} \cdot G_c}{G_{TT-3} + G_c} = \frac{6,3 \cdot 6,3}{6,3 + 6,3} = 3,15 \text{ кВ}$$

$$X_6 = X_4 + X_{1T} = 0,0098 + 0,166 = 0,176 \text{ Ом}$$

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = \frac{0,857 \cdot 0,176}{0,857 + 0,176} = 0,146 \text{ Ом}$$

$$G_4 = \frac{G_3 \cdot G_2}{G_3 + G_2} = \frac{6,3 \cdot 6,3}{6,3 + 6,3} = 3,15 \text{ кВ}$$

Струм КЗ від 1-ї системи шин:

$$I_{1С.Ш} = \frac{U}{X_1} = \frac{3637}{0,298} = 12204 \text{ А}$$

Струм КЗ від системи і 2-ї системи шин:

$$I_{c.2С.Ш} = \frac{U}{X_7} = \frac{3637}{0,146} = 24911 \text{ А}$$

Сумарний струм КЗ на шинах 1-ї системи шин (через вимикачі споживачів):

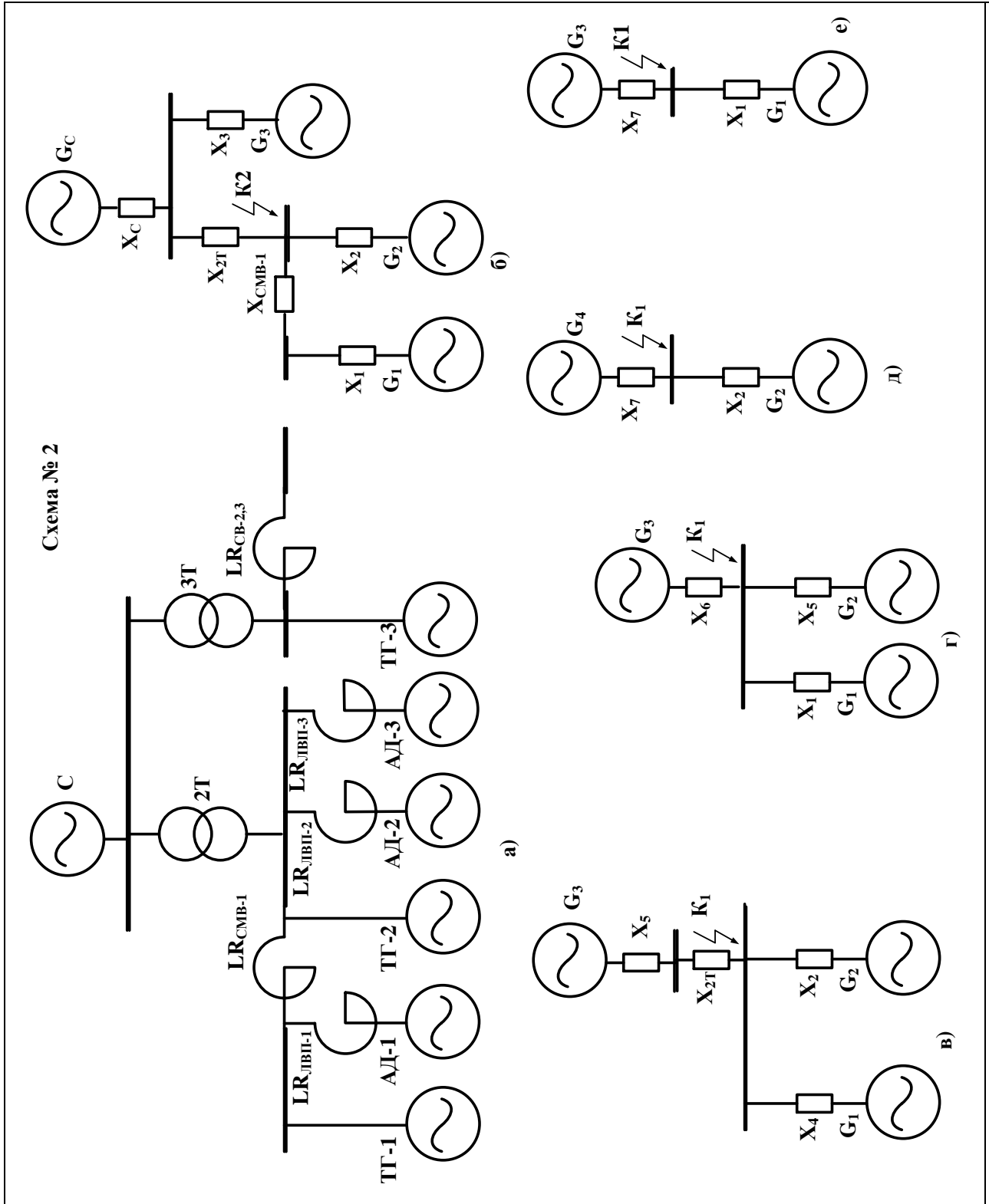
$$I_{КЗ.1С.Ш} = I_{c.2С.Ш} + I_{1С.Ш} = 24911 + 12204 = 37115 \text{ А}$$

Струм КЗ через вимикач ЛВП-1:

$$I'_{ЛВП-1} = I_{КЗ.1С.Ш} - I_{ЛВП-1} = I_{КЗ.1С.Ш} - \frac{U}{X_{АД-1}} = 37115 - \frac{3637}{2,561} = 35695 \text{ А}$$

						Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.657.ПЗ	43

Схема № 2:



Точка КЗ К₁:

Рисунок 3.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання схеми № 2

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------

MP.5.8.141.657.ПЗ

$$X_1 = \frac{X_{ТГ-1} \cdot X_{ЛВП-1}}{X_{ТГ-1} + X_{ЛВП-1}} = \frac{0,333 \cdot 2,811}{0,333 + 2,811} = 0,298 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_{ТГ-2} // X_{ЛВП-2} // X_{ЛВП-3} = 0,28 \text{ Ом}$$

$$X_3 = X_{3Т} + X_{ТГ-3} = 0,22 + 0,49 = 0,71 \text{ Ом}$$

$$G_1 = \frac{G_{ТГ-1} \cdot G_{АД-1}}{G_{ТГ-1} + G_{АД-1}} = \frac{6,3 \cdot 6,3}{6,3 + 6,3} = 3,15 \text{ кВ}$$

$$G_2 = G_{ТГ-2} // G_{АД-2} // G_{АД-3} = 6,3 / 3 = 2,1 \text{ кВ}$$

$$X_4 = X_{СМВ-1} + X_1 = 0,298 + 0,577 = 0,875 \text{ Ом}$$

$$X_5 = \frac{X_c \cdot X_3}{X_c + X_3} = \frac{0,01 \cdot 0,71}{0,01 + 0,71} = 0,0098 \text{ Ом}$$

$$G_3 = \frac{G_{ТГ-3} \cdot G_c}{G_{ТГ-3} + G_c} = \frac{6,3 \cdot 6,3}{6,3 + 6,3} = 3,15 \text{ кВ}$$

$$X_6 = X_5 + X_{2Т} = 0,0098 + 0,166 = 0,176 \text{ Ом}$$

$$X_7 = \frac{X_4 \cdot X_6}{X_4 + X_6} = \frac{0,857 \cdot 0,176}{0,857 + 0,176} = 0,146 \text{ Ом}$$

$$G_4 = \frac{G_3 \cdot G_1}{G_3 + G_1} = \frac{6,3 \cdot 6,3}{6,3 + 6,3} = 3,15 \text{ кВ}$$

Струм КЗ від системи і 1-ї системи шин (через ВВ СМВ-1):

$$I_{c.I} = \frac{U}{X_7} = \frac{3637}{0,146} = 24911 \text{ А}$$

Струм КЗ від 2-ї системи шин:

$$I_{II} = \frac{U}{X_2} = \frac{3637}{0,28} = 12989 \text{ А}$$

Сумарний струм КЗ на шинах 2-ї системи шин (через ВВ приєднань 2-ї системи шин):

$$I_{II}^{\Sigma} = I_{c.I} + I_{II} = 24911 + 12989 = 37900 \text{ А}$$

Струм КЗ через ВВ ЛВП-2:

						MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			45

$$I_{ЛВП-2} = I_{II}^{\Sigma} - \frac{U}{X_{ЛВП-2}} = 37900 - \frac{3637}{2,17} = 36224 \text{ А}$$

Струм КЗ через ВВ ЛВП-3:

$$I_{ЛВП-3} = I_{II}^{\Sigma} - \frac{U}{X_{ЛВП-3}} = 37900 - \frac{3637}{2,403} = 36386 \text{ А}$$

3.4 Вибір високовольтних вимикачів

Максимальні струми КЗ через вимикачі - в таблиці 3.1

Таблиця 3.1- Максимальні струми КЗ через вимикачі

Приєднання	Номинальний струм через приєднання, А	Максимальний струм КЗ, А
1	2	3
ЛВП-1	540	35695
ЛВП-2	380	36224
ЛВП-3	540	36386
Резервна ЛВП	540	24086

– Ударний струм для вимикача обчислимо за формулою:

$$I_{уд.i} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{Ki},$$

результати обчислень занесемо в таблицю 3.2.

– Припустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова СКЗ незмінні за часом, тому через час, рівний часу відключення: $I_{по} = I_{Ki}, \text{ кА}$

– Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_{aKi} = \sqrt{2} \cdot I_{Ki} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \text{ кА}$$

де T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової $-T_a = 0,05 \text{ с}$.

$t = 0,1 \text{ с}$, результати обчислень занесемо в таблицю 3.2

- Інтеграл Джоуля:

$$B_{Ri} = I_{Ki}^2 (t + T_a + t_{C3.P3}), \text{ кА}^2\text{с}$$

де $t_{C3.P3}$ - час спрацьовування резервного захисту: для шин 6 кВ – 1,6 с.

Результати розрахунків занесемо в таблицю 3.2

Таблиця 3.2 - Результати розрахунків

Приєднання	Ударний струм, кА	Струм КЗ в момент розбіжності контактів вимикача, кА	Інтеграл Джоуля кА ² с	Аперіодична складова струму КЗ, кА
ЛВП-1	81,3	35,7	2229,7	6,8
ЛВП-2	82,5	36,2	2297,5	6,9
ЛВП-3	82,8	36,4	2316,9	6,95
Резервна ЛВП	54,8	24,1	1015,2	4,6

Вибираємо вимикач для таких приєднань:

- ЛВП – 1,2,3, резервна

Дані по вибору вимикача - в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Вибір вимикача

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_H \leq U_{H.KAT}$	6 кВ	7,2 кВ
$I_{PO3P} \leq I_{НОМ}$	105-1100 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{ВДКЛ.НОМ}$	13,9-38,8 кА	40 кА
$I_{УД} \leq I_{СКВ}$	31,7-88,4 кА	102 кА
$I_{нт} \leq I_{ВДКЛ.НОМ}$	13,9-38,8 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а.НОМ}$	2,7-7,4 кА	13,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	340 – 2640 кА ² с	4800 кА ² с

Рекомендується прийняти до установки вакуумні вимикачі серії ВРС-6 [11].

Примітка: каталожне значення $I_{a.НОМ}$ [5] перераховано за формулою:

$$I_{a.НОМ} = \frac{\beta_{НОМ} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ВІДКЛ.НОМ}}{100}$$

де $\beta_{НОМ}$ - номінальний процентний вміст аперіодичної складової струму в струмі відключення відповідно до ГОСТ 687-78, визначають по [11].

					МП.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		48

4. Економічна частина

4.1 Техніко-економічне обґрунтування заміни масляних вимикачів 6 кВ на вакуумні

На ТЕЦ в РПВП -6 кВ експлуатується 58 масляних вимикачів 6 кВ. Всі вимикачі відпрацювали свій нормативний експлуатаційний ресурс, тому що знаходяться в експлуатації з 60-х років.

Деякі вимикачі мають занижені конструктивні ізоляційні характеристики, які не дають можливості випробовувати їх нормованою напругою і підтримувати необхідну електричну міцність, яка в свою чергу, є причиною перекриття ізоляції, тобто аварії.

Ремонт і експлуатація наведеного вище обладнання, яке відпрацювало свій ресурс, економічно не вигідні з наступних причин:

- запасні частини до такого обладнання в основному відсутні в зв'язку з припиненням їх випуску заводами-виробниками;
- технічні характеристики такого обладнання технічно недосконалі, що ускладнює їх ремонт і вимагає значних витрат матеріалів і витрат часу на їх ремонт, вимагає скорочення міжремонтних термінів;
- таке оснащення практично не піддається телемеханізації.

Тому, в даному випадку, доцільно здійснювати заміну такого обладнання на нове, сучасне.

В РПВП-6 кВ експлуатується кілька типів масляних вимикачів: ВМП-10, ВМГ-133 [11].

Витрати на ремонт вимикача ВМГ-133:

Капітальний ремонт кожного вимикача виконується 1 раз в 4 роки, а поточний ремонт - кожного року згідно графіків ремонтів.

Вартість капремонтів одного вимикача:

$$C'_{\text{кап}} = 2067 \text{ грн}$$

Вартість поточного ремонту одного вимикача:

$$C_{\text{пот}} = 385 \text{ грн}$$

					МП.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		49

Через незадовільний стан відведених від РПВП-6 кВ мереж 6 кВ, а також зносу МВ і їх приводів в міжремонтний період додатково виконується ще один капітальний ремонт, тоді повна вартість капітального ремонту:

$$C_{\text{кап4}} = 2067 \cdot 2 = 4134 \text{ грн}$$

Вартість поточного ремонту 1 вимикача за 3 роки становить:

$$C_{\text{текущ3}} = 385 \cdot 3 = 1155 \text{ грн}$$

Разом вартість поточних і капітальних ремонтів за 4 роки становить:

$$C_{\text{рем4}} = C_{\text{кап4}} + C_{\text{пот3}},$$

де $C_{\text{кап4}}$ - вартість капремонту одного вимикача за 4 роки, грн.;

$C_{\text{пот3}}$ - вартість поточного ремонту одного вимикача за 3 роки, грн.

$$C_{\text{рем4}} = 4134 + 1155 = 5289 \text{ грн.}$$

Вакуумні вимикачі не вимагають проведення капітального ремонту (лише експлуатаційне обслуговування і контроль перехідного опору при наближенні до граничної цифри відключень).

Економія за рік складе:

$$\Delta E_{\text{рем}} = \frac{C_{\text{рем4}}}{T},$$

де $C_{\text{рем4}}$ - вартість капітальних і поточних ремонтів одного вимикача за 4 роки, грн.;

T - час розрахункового періоду, років.

$$\Delta E_{\text{рем}} = 5289 / 4 = 1322 \text{ грн/рік.}$$

Прибуток від задачі вимикача на брухт:

Маса чорного металу - 50 кг;

Маса міді - 15 кг;

Вартість 1 кг чорного металу - 2,5 грн .;

Вартість 1 кг міді -50 грн;

$$C_{\text{утиль}} = (50 \cdot 2,50 + (15 \cdot 50)) = 860 \text{ грн}$$

При витратах на придбання вакуумного вимикача в розмірі

$C = 34200$ грн. термін окупності визначається за формулою:

					МР.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		50

$$B = \frac{C - C_{\text{утиль}}}{\Delta E},$$

$$B = \frac{34200 - 860}{1322,25} = 25 \text{ років}.$$

Витрати на ремонт вимикача ВМП-10:

Капітальний ремонт кожного вимикача виконується 1 раз в 4 роки, а поточний ремонт - кожного року згідно графіків ремонтів.

Вартість капремонтів одного вимикача:

$$C^{\text{кап}} = 7063 \text{ грн}$$

Вартість поточного ремонту одного вимикача:

$$C_{\text{пот}} = 718 \text{ грн}$$

Через незадовільний стан відведених від РПВП-6 кВ мереж 6 кВ, а також зносу МВ і їх приводів в міжремонтний період додатково виконується ще один капітальний ремонт, тоді повна вартість капітального ремонту:

$$C_{\text{кап4}} = 7063 \cdot 2 = 14126 \text{ грн}$$

Вартість поточного ремонту 1 вимикача за 3 роки становить:

$$C_{\text{пот3}} = 718 \cdot 3 = 2154 \text{ грн}$$

Разом вартість поточних і капітальних ремонтів за 4 роки становить:

$$C_{\text{рем4}} = C_{\text{кап4}} + C_{\text{текущ3}},$$

де $C_{\text{кап4}}$ – стоимость капремонта одного выключателя за 4 года, грн.;

$C_{\text{пот3}}$ – вартість поточного ремонту одного вимикача за 3 роки, грн.

$$C_{\text{рем4}} = 14126 + 2154 = 16280 \text{ грн}.$$

Вакуумні вимикачі не вимагають проведення капітального ремонту (лише експлуатаційне обслуговування і контроль перехідного опору при наближенні до граничної цифри відключень).

Економія за рік складе:

$$\Delta E_{\text{рем}} = \frac{C_{\text{рем4}}}{T},$$

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		51

де $C_{\text{рем4}}$ - вартість капітальних і поточних ремонтів одного вимикача за 4 роки, грн.;

T - час розрахункового періоду, років.

$$\Delta E_{\text{рем}} = 16280 / 4 = 4070 \text{ грн/рік.}$$

Прибуток від здачі вимикача на брухт:

Маса чорного металу - 80 кг;

Маса міді - 40 кг;

Вартість 1 кг чорного металу - 2,5 грн .;

Вартість 1 кг міді – 50 грн;

$$C_{\text{утиль}} = (850 \cdot 2,50 + (40 \cdot 50)) = 2200 \text{ грн}$$

При витратах на придбання вакуумного вимикача в розмірі $C = 54260$ грн.

термін окупності визначимо за формулою:

$$B = \frac{C - C_{\text{утиль}}}{\Delta E},$$

$$B = \frac{54260 - 2200}{4070} = 13 \text{ років.}$$

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		52

5 Охорона праці

5.1 Аналіз небезпечних і шкідливих факторів, які діють на персонал ТЕЦ при роботі в РП 0,4-110 кВ і засоби захисту від них

Оперативний персонал при роботі в РП може опинитися під впливом наступних небезпечних і шкідливих факторів [12]:

- Дія електричного струму на організм;
- Дія змінних електромагнітних полів на людину;
- Недостатня освітленість робочої зони;
- Переміщення машин і механізмів по території ПС;
- Вплив кислоти і шкідливих газів при обслуговуванні АБ;
- Розміщення робочого місця на значній висоті відносно поверхні землі;
- Небезпека отримання опіків і інших травм під час пожежі.

На ТЕЦ експлуатуються наступні РП:

- 1 ВРП-110 кВ - відкритий розподільчий пристрій;
- 2 ГРП-6 кВ - головний розподільний пристрій (закритий);
- 3 РПВП-6 кВ і 0,4 кВ - розподільні пристрої власних потреб (закриті).

5.1.1 Для захисту персоналу від ураження електричним струмом на ВРП-110 кВ застосовуються такі засоби індивідуального захисту, що знаходяться на території ВРП в такій кількості [13]:

- ізолююча штанга 110 кВ – 1 шт.;
- показчик напруги 110 кВ – 1 шт.;
- діелектричні рукавички – 2 пари;
- діелектричні боти – 1 пара.

Для захисту персоналу від ураження електричним струмом в ГРП-6 кВ і РПВП-6 кВ застосовуються такі засоби індивідуального захисту, що знаходяться в РП в такій кількості:

- ізолююча штанга 6 кВ – 2 шт.;
- ізолюючі кліщі 6 кВ – 1 шт.;
- показчик напруги 6 кВ – 1 шт.;

- діелектричні рукавички – 2 пари;
- діелектричні боти – 1 пара;
- переносні заземлення – 8 шт.

Для захисту персоналу від ураження електричним струмом в РПВП-0,4 кВ застосовуються такі засоби індивідуального захисту, що знаходяться в РП в такій кількості:

- ізолююча штанга 1 кВ – 2 шт.;
- діелектричні рукавички – 2 пари;
- діелектричні калоші – 1 пара
- діелектричні килими - по всьому периметру панелей;
- переносні заземлення – 4 шт.;
- огорожувальні електрозахисні щити – 4 шт.

Електровимірювальні кліщі 1 кВ, 6 кВ, захисні окуляри знаходяться на головному щиті управління.

Для захисту від ураження персоналу електричним струмом використовується захисне заземлення.

Заземлення ВРП-110 кВ є сіткою з вертикальних і горизонтальних заземлювачів (електродів), які розподілені по всій території ВРП на глибині 0,8 м [14]. Все обладнання, розташоване на ВРП-110 кВ (щогли грозозахисту, трансформатори зв'язку, напруги, струму, масляні вимикачі, металеві конструкції шинних мостів, роз'єднувачі, маслопроводи) приєднано до магістралі заземлення паралельно, за допомогою окремого провідника.

Заземлення ГРП-6 кВ, РПВП-6 кВ, РПВП-0,4 кВ є вертикальні електроди, розташовані по периметру РП і з'єднані між собою смугою. Обладнання, що розташоване в РП (трансформатори напруги, струму, масляні вимикачі, металеві конструкції автоматичних вимикачів, роз'єднувачів, релейні панелі) приєднано до магістралі заземлення паралельно, за допомогою окремого провідника

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		54

Опір захисного заземлення в електроустановках не перевищує 4 Ом. Перевірка величини захисного заземлення проводиться електролабораторією, згідно встановленого графіка.

Для захисту від ураження персоналу електричним струмом використовується також захисне занулення.

Захисне занулення застосовується в чотирьох провідних мережах напругою до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю. Занулення корпусів електрообладнання використовується в тих випадках, що і захисне заземлення.

Захист від атмосферної електрики здійснюється блискавковідводами [15] [16], які розташовані [16. 17]:

- ВРП-110 кВ - на території РП;
- ВРП-6 кВ, РПВП-6 кВ, РПВП-0,4 кВ - на дахах будівель РП.

Для захисту обладнання ВРП-110 кВ від грозових хвиль, набігаючих з ліній, застосовуються вентиляльні розрядники, трубчасті розрядники та троси, що підвішуються на підході ліній. Ці пристрої обмежують параметри хвилі, що набігає з ліній, до значень, безпечних для ізоляцій.

Основною функцією тросів, що підвішуються на підході ліній напругою 110 кВ, є захист ВРП від хвиль, що виникають при прямому ударі блискавки в прольоти ліній в межах небезпечної зони, яка зазвичай становить 1-3 км.

Захисти ВРП-110 кВ від хвиль перенапруг, що набігають з ліній електропередачі, здійснюються вентиляльними розрядниками, встановленими:

- РВС-110 кВ – на системах шин ВРП -110 кВ.
- РВП-6кВ - на шинних мостах трансформаторів зв'язку 1Т і 2Т.

Для захисту нейтралі силових трансформаторів від перенапруг, що виникають при обриві фази в мережі 110 кВ, встановлюються розрядники РВС 35 кВ.

5.1.2. Джерелами змінних електромагнітних полів на ВРП-110 кВ є шинні мости, реактори, трансформатори, конденсатори, фідерні лінії.

Для захисту обслуговуючого персоналу від впливу електричного поля на ВРП-110 кВ застосовують індивідуальний комплект одягу.

Для захисту від впливу електричного поля шинні мости трансформаторів 1Т, 2Т - екрановані, таким чином вплив електричного поля зменшено до допустимих величин.

В ході проведених замірів напруженості електричного поля на ВРП-110 кВ, встановлено, що величина напруженості електричного поля не перевищує допустимого значення 5 кВ/м.

5.1.3. У ВРП-6 кВ, РПВП-6 кВ, РПВП-0,4 кВ застосовується штучне освітлення. Мінімальна освітленість робочих поверхонь при аварійному освітленні повинна бути 5 % від нормованої освітленості робочого освітлення, але не менше 2 лк. Мінімальна освітленість на підлозі основних проходів і на сходах при евакуаційному освітленні повинна бути не менше 0,5 лк, а на відкритих майданчиках - не менше 0,2 лк.

Спроектоване робоче, аварійне та евакуаційне освітлення створюють необхідну нормовану освітленість.

На ВРП-110 кВ не застосовується стаціонарне штучне освітлення (згідно з інструкцією Д-3 «Інструкція з перемикань на підстанціях, станціях, ВРП 35-750 кВ, ЗРП 6-750 кВ об'єктів Північної енергосистеми НЕК України» забороняється проводити перемикання на ВРП у вечірній і нічний час.). Для усунення наслідків аварій застосовуються пересувні освітлювальні установки.

При проектуванні освітлення ВРП-6 кВ, РПВП-6 кВ, РПВП-0,4 кВ були застосовані світильники типу НСП-07 з люмінесцентними лампами потужністю 120 Вт.

Світильники аварійного та евакуаційного освітлення мають спеціальне кольорове маркування.

5.1.4. В якості внутрішньостанційного транспорту для пересування вантажів і матеріалів по території ВРП-110 кВ використовується електрокара.

На території ВРП-110 кВ, на видних місцях, встановлені схеми руху транспортних засобів і працівників. З метою забезпечення безпеки, в'їзди і виїзди для транспорту, і входи і виходи для людей обладнані окремо. Швидкість руху на тери-

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		56

торії ВРП-110 кВ не повинна перевищувати 5 км / год. В тупикових частинах доріг передбачені майданчики для розвороту транспорту. Дороги знаходяться в справному стані, очищаються від снігу і льоду.

5.1.5. При роботі в акумуляторній можливий вплив на персонал наступних небезпечних і шкідливих факторів:

- підвищене фізичне навантаження;
- підвищена напруга в електричному колі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- кислоти і луги, які при неправильному поводженні можуть викликати опіки тіла і очей, а також отруєння організму парами сірчаної кислотою при підвищеній концентрації їх в повітрі;
- підвищена загазованість повітря робочої зони. При відсутності або бездіяльності вентиляції в акумуляторному приміщенні може утворитися вибухо-небезпечна концентрація водню.

Навіть при постійному підзаряді з елементів виділяється певна кількість водню. При забрудненні електроліту шкідливими домішками виділення водню посилюється. Тому в акумуляторних приміщеннях забороняється куріння і використання електронагрівальних приладів, а також апаратів, які можуть дати електричну іскру.

У приміщенні акумуляторної батареї для можливості виконання ряду робіт і забезпечення безпеки знаходиться наступний інвентар:

- скляний або фарфоровий кувалд з носиком (або глечик) місткістю 1,5-2л для приготування електроліту і доливання його в сосуди- 1шт.;
- акумуляторний ліхтар - 1 шт .;
- гумова груша, гумові шланги- 2-3 шт .;
- окуляри захисні- 2 пари;
- гумові рукавиці- 2 пари;
- гумові чоботи 2 пари;
- гумовий фартух- 2 шт .;

						MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			57

- грубошерстий костюм - 2 шт. (Для кислоти) і бавовняний - для лугу. – (2-3) %-ний і 5% -ний розчин питної та кальцинованої соди в бутлях ємністю 3-5 л. для кислотних батарей (борної кислоти або оцтової есенції (одна частина на вісім частин води) - для лужних батарей).

Бутлі з кислотою, в кількості, необхідній для експлуатації батареї, і порожні бутлі знаходяться в окремому приміщенні біля приміщення акумуляторної батареї. Бутлі розміщені на підлозі в корзинах.

Запас дистильованої води зберігатися в щільно закупорених бутлях з відповідними написами - «Дистильована вода».

Припливно-витяжна вентиляція вмикається перед початком зарядки і відключається після видалення газу, але не раніше ніж через 1,5 години після закінчення заряду.

5.1.6. Засоби індивідуального захисту від падіння з висоти, використовувані персоналом ТЕЦ:

- а) запобіжні пояси, що відповідають вимогам ГОСТ;
- б) запобіжні напівавтоматичні верхолазні пристрої типу ПВП -2;
- в) канати страхувальні, що відповідають вимогам ГОСТ 12.4.107-82;
- г) каски будівельні, відповідні вимогам ГОСТ 12.4.087-84.

Виконання робіт на висоті на ВРП-110 кВ і в ГРП-6 кВ, РПВП-6 кВ, РПВП-0,4 кВ ведеться з приставних переносних драбин. Додатково, на ВРП-110 кВ при роботі на конструкціях масляних вимикачів та трансформаторів зв'язку, опорах трансформаторів напруги та струму, роз'єднувачів, ремонтний персонал користується запобіжними поясами, тому що дані конструкції не мають майданчиків з огорожами для виконання ремонтних, налагоджувальних та ін. робіт.

5.1.7. Аналіз пожежонебезпеки РП ТЕЦ:

– Згідно ПУЕ під трансформаторами зв'язку ВРП-110 кВ ТЕЦ покладений чистий гравій. Гравійна підсипка підноситься над поверхнею планування на 0,25 м. Гравійна підсипка обмежена бортовими бетонними огорожами щоб уникнути розтікання масла в разі випуску його з бака.

– Будівлі й приміщення ГРП-6 кВ, РПВП-6 кВ, РПВП-0,4 кВ виконані I і II ступеня вогнестійкості згідно СНіП II-A. 5-70.

- Будинки й приміщення ГРП-6 кВ, РПВП-6 кВ, РПВП-0,4 кВ мають по два виходи по торцях приміщення.

– У приміщеннях ГРП-6 кВ, РПВП-6 кВ встановлені маслонаповненні трансформатори напруги, вимикачі, в зв'язку з цим РП обладнані ящиками з сухим піском, сухими вогнегасниками.

- Оперативним персоналом ведеться пірометричний контроль всього обладнання ВРП-110 кВ, ГРП-6 кВ, РПВП-6 кВ на предмет виявлення температури робочих поверхонь вище 45°С.

– Всі РП ТЕЦ обладнані пожежними стендами.

- На ТЕЦ під будівлями ГРП-6 кВ, РПВП-6 кВ, РПВП-0,4 кВ існує система кабельних каналів і напівповерхів, в яких прокладені кабелі живлення, управління.

Для виявлення, локалізації та гасіння пожежі експлуатується система протипожежного захисту, яка включає в себе:

а) систему виявлення диму, вогню та сигналізації;

б) систему гасіння пожежі.

Система виявлення і сигналізації складається з:

- датчиків виявлення диму, вогню, які встановлені в кабельних каналах і напівповерхах;

- концентратор - показує, в якому відсіку кабельного каналу або напівповерху виникла пожежонебезпечна ситуація.

Система гасіння пожежі складається з:

- станція управління, якої здійснюється запуск насосів пожежогасіння, відкриття відповідних електрозасувок, закриття дверей відсіків каналів і напівповерхів, щоб уникнути поширення вогню в сусідні відсіки;

- система насосів, трубопроводів, засувок, розпилувачів і баків приготування піни;

- виконавчих механізмів закриття дверей кабельних каналів і напівповерхів.

Приміщення ГРП-6 кВ, РПВП-6 кВ, РПВП-0,4 кВ відносяться до категорії В з вибухопожежної та пожежної небезпеки.

5.2 Розрахунок освітлення РПВП-6 кВ ТЕЦ

РПВП-6 кВ відноситься до закритого типу РП і складається з 1-го поверху. У РПВП-6 кВ використовуються всі 3 види штучного освітлення: робоче, аварійне, евакуаційне [16, 17].

Метою розрахунку є визначення числа і типу джерел світла і їх розміщення.

Призначення освітлювальної установки штучного освітлення - забезпечити можливість роботи при відсутності або недостатності природного освітлення, а так само безпеку людей в процесі роботи і при їх евакуації в разі аварії робочого освітлення.

Розрахунок освітлювальної установки зробимо методом коефіцієнта використання світлового потоку.

Світловий потік однієї лампи в світильнику визначається за формулою:

$$F_{л} = \frac{E_{\min} \cdot k \cdot S \cdot Z}{N \cdot n \cdot \eta_{л}}$$

де $F_{л}$ – світловий потік лампи, лм;

E_{\min} – мінімальна нормативна освітленість, лк

k – коефіцієнт запасу, $k = 1,5 \div 2$;

S – площа приміщення, м²;

Z – коефіцієнт нерівномірності освітлення, для ламп розжарювання $Z = 1,15$;

N – кількість світильників, шт .;

n – кількість ламп в світильнику, шт.;

$\eta_{л}$ – коефіцієнт використання світлового потоку.

Из данной формулы выразим количество светильников:

										Арк
										60
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.657.ПЗ					

$$N = \frac{E_{\min} \cdot k \cdot S \cdot Z}{F_{\text{л}} \cdot n \cdot \eta_{\text{л}}},$$

Для РПВП-6 кВ:

$F_{\text{л}}=2920$ лм - освітлення виконуємо лампами потужністю 200 Вт;

$E_{\min}=200$ лк - зорова робота середньої точності;

$K=1,45$ - коефіцієнт запасу;

$S=224$ м² - площа приміщення, м²;

$Z=1,15$ - коефіцієнт нерівномірності освітлення для ламп розжарювання;

$n=1$ - кількість ламп в світильнику;

$\eta_{\text{л}}=0,45$ - коефіцієнт використання світлового потоку, при $i=1,15$.

Тді:

$$N = \frac{200 \cdot 1,45 \cdot 224 \cdot 1,15}{2920 \cdot 1 \cdot 0,45} = 56,9 \text{ шт.}$$

Приймаємо кількість світильників $N = 57$.

З цієї формули виражаємо значення фактичної освітленості:

$$E_{\phi} = \frac{2920 \cdot 57 \cdot 1 \cdot 0,45}{1,45 \cdot 224 \cdot 1,15} = 200,5 \text{ лк.}$$

Фактичне освітлення задовольняє мінімальним вимогам, тобто ($E_{\phi} > E_{\min}$).

Розрахунок аварійного та евакуаційного освітлення:

На робочій поверхні виробничих приміщень:

$E_{\text{авар}} = 5\% \text{ от } E_{\min}$, але не менше 2 лк.

$E_{\text{авар}} = 0,05 \cdot E_{\min} = 0,05 \cdot 200 = 10$ лк, приймаємо $E_{\text{авар}} = 10$ лк.

Евакуаційне освітлення (аварійне освітлення для евакуації) - не менше 0,5 лк.

Як джерела евакуаційного освітлення, в приміщенні РПВП-6 кВ використовуються світильники аварійного освітлення, тому ведемо спільний розрахунок аварійного та евакуаційного освітлень.

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		61

Для РПВП-6кВ:

$F_{\text{л}}=1350$ лм – освітлення виконуємо лампами потужністю 100 Вт;

$E_{\text{min}}=10$ лк – зорова робота середньої точності;

$K=1,45$ – коефіцієнт запасу;

$S=224$ м² – площа приміщення, м²;

$Z=1,15$ – коефіцієнт нерівномірності освітлення для ламп розжарювання;

$n=1$ – кількість ламп в світильнику;

$\eta_{\text{л}}=0,45$ – коефіцієнт використання світлового потоку, при $i=1,15$.

Тоді:

$$N = \frac{10 \cdot 1,45 \cdot 224 \cdot 1,15}{1350 \cdot 1 \cdot 0,45} = 6,1 \text{ шт.}$$

Приймаємо кількість світильників $N = 7$.

З цієї формули виражаємо значення фактичної освітленості:

$$E_{\phi} = \frac{1350 \cdot 7 \cdot 1 \cdot 0,45}{1,45 \cdot 224 \cdot 1,15} = 11,4 \text{ лк.}$$

Фактичне освітлення задовольняє мінімальним вимогам, тобто ($E_{\phi} > E_{\text{min}}$).

На рисунку 5.1 - горизонтальне розташування світильників.

$h_{\text{рп}}=0,8$ м - висота робочої поверхні; $h_{\text{св}}=0,5$ м - висота підвісу світильників;

$H=4,0$ м - висота приміщення РПВП-6 кВ.

$$H_p = H - h_{\text{св}} - h_{\text{рп}} = 4,0 - 0,8 - 0,5 = 2,7 \text{ м.}$$

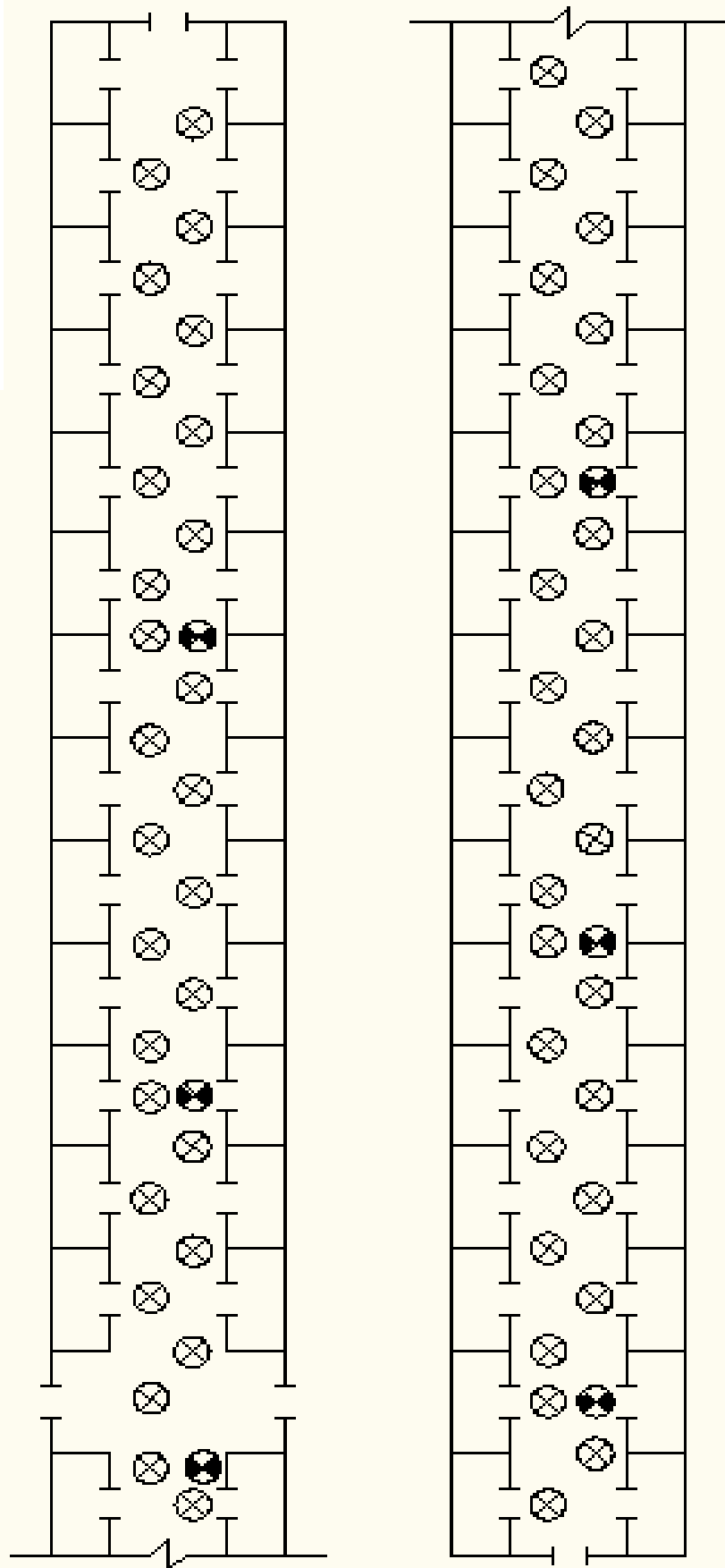


Рисунок 5.1 – Горизонтальне розташування світильників.

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------

MP.5.8.141.657.ПЗ

Арк

63

5.3 Блискавкозахист ГПП

Відкриті розподільні пристрої повинні захищатися від прямих ударів блискавки окремо розташованими стрижнями - блискавковідводами. Громовідводи встановлюються по кутах ОРП [15].

5.3.1 Вибір висоти блискавковідводів

На рисунку 5.2 показано розташування блискавковідводів, а також перетини зони захисту.

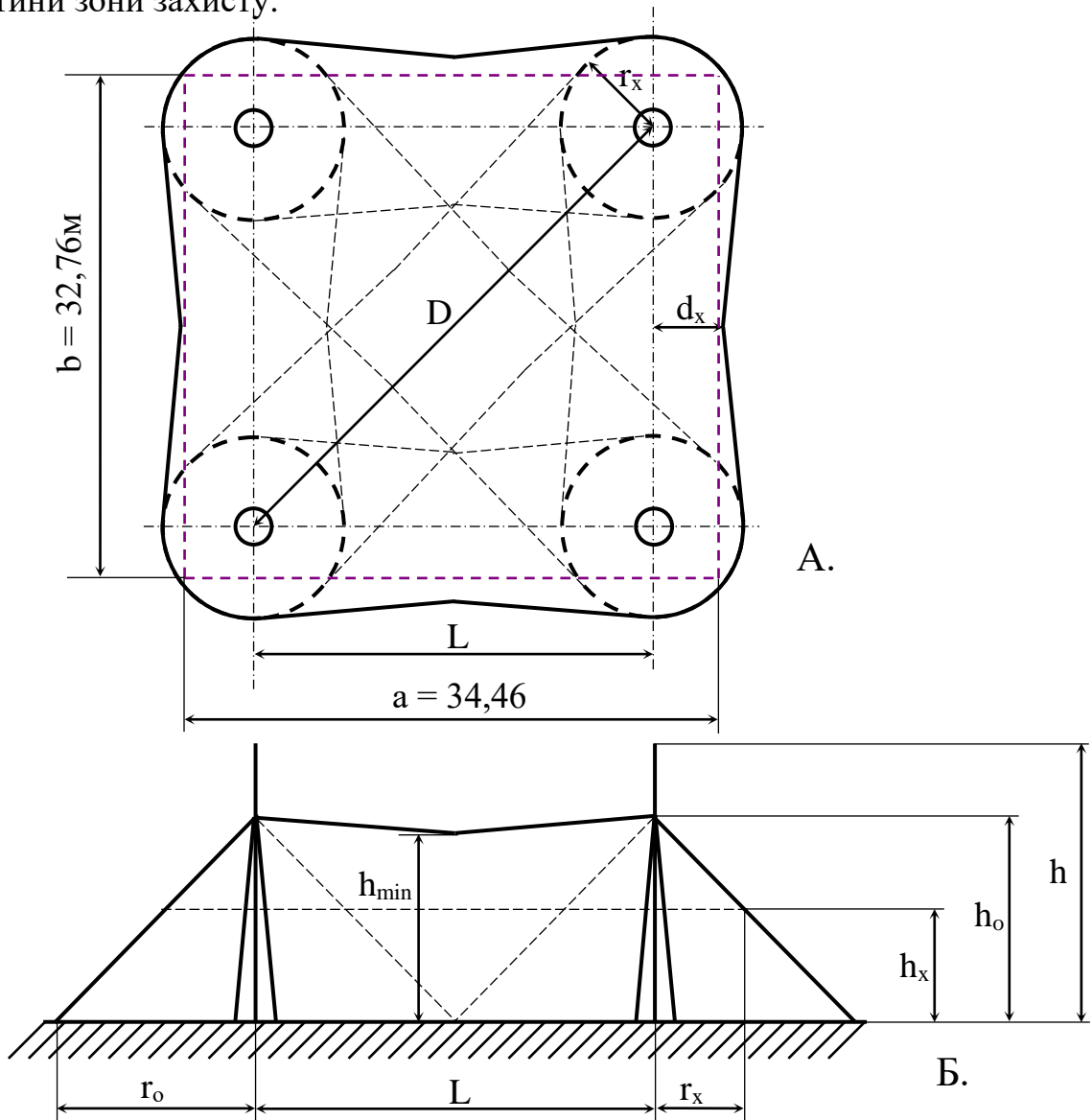


Рисунок 5.2 – Зона захисту блискавковідводів: а) перетин вертикальною площиною; б) перетин горизонтальною площиною.

Висота блискавковідводів вибирається з умови:

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

$$D \leq 8 \cdot (h - h_x). \quad (5.1)$$

На кресленні (аркуш 6) зображено найбільшу відстань між блискавко-відводами рівну $D = 35,6$ м, а висота опорних конструкцій ГПП становить $h = 7,65$ м. Висота блискавковідводу визначається з виразу (5.1)

$$h = \frac{D}{8} + h_x = \frac{35,6}{8} + 7,65 = 12 \text{ м}$$

5.3.2 Визначення меж зони захисту

Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу являє собою круговий конус (рисунок 8.1) з вершиною на висоті $h_0 < h$, перетин якого на висоті h_x має радіус r_x .

Межа зони захисту одного блискавковідводу визначається за формулами (5.2, 5.3):

$$h_0 = 0,92 \cdot h, \quad (5.2)$$

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right), \quad (5.3)$$

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 12 = 11,04 \text{ м}$$

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(12 - \frac{7,65}{0,92} \right) = 5,5 \text{ м}$$

Зона захисту двох стрижневих блискавковідводів, які перебувають на відстані менш ніж $(3 \div 5) \cdot h$, в даному випадку $3 \cdot 12 = 36 > 35,6$ м, розширюється в порівнянні з зонами окремих блискавковідводів. Виникає додатковий обсяг зони захисту, обумовлений спільною дією блискавковідводів.

Зони захисту визначаються за такими формулами:

$$h_{\min} = h_0, \text{ при } L \leq 1,5 \cdot h,$$

$$h_{\min} = h_0 - 0,14 \cdot (L - 1,5 \cdot h) \text{ при } L \geq 1,5 \cdot h,$$

$$d_x = r_x \text{ при } L \leq 1,5 \cdot h,$$

$$d_x = r_0 \cdot (h_{\min} - h_x) / h_{\min}, \text{ при } L \geq 1,5 \cdot h$$

де r_0 – зона захисту одиночного блискавковідводу на рівні землі ($h_x = 0$). З креслення $r_0 = 18$ м.

В даному випадку $L = 26$ м $> 1,5 \cdot 12 = 18$ м.

Отже:

$$h_{\min} = 11,04 - 0,14 \cdot (26 - 18) = 9,92 \text{ м} \approx 10 \text{ м},$$

$$d_x = r_0 \cdot \frac{(h_{\min} - h_x)}{h_{\min}} = 18 \cdot \frac{(10 - 7,65)}{10} = 4,23 \text{ м}$$

З цього випливає, що об'єкт, який захищається, знаходиться всередині зони захисту.

5.3.3 Визначення надійності захисту підстанції від прямих ударів блискавки

Найбільш небезпечним проявом блискавки з точки зору ураження будівель і споруд є прямий удар.

Число ударів блискавки в підстанцію в рік:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot h) \cdot (b + 10 \cdot h) \cdot 10^{-6} = \\ = 0,06 \cdot 50 \cdot (34,5 + 10 \cdot 12) \cdot (32,8 + 10 \cdot 12) \cdot 10^{-6} = 0,071$$

де a, b – довжина і ширина об'єкта, який захищається;

$n = 50$ – число грозових годин на рік.

Число грозових відхилень:

$$\gamma = N \cdot \varphi_i \cdot \varphi_j \cdot \varphi_a, \\ \gamma = 0,071 \cdot 0,7 \cdot 0,68 \cdot 0,05 = 1,69 \cdot 10^{-3}$$

Показник грозоупорності:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{1,69 \cdot 10^{-3}} = 145,9 \text{ років}$$

де $\varphi_i = 0,7$ – ймовірність появи струму блискавки, при якому відбудеться перенапруга;

$\varphi_j = 0,68$ – ймовірність встановлення стійкої силової дуги за місцем перекриття;

$\varphi_{\alpha} = 0,05$ – ймовірність прориву струму блискавки.

5.3.4 Заземлюючий пристрій блискавковідводів

Заземлення являє собою навмисне з'єднання з землею металевих частин електричної установки, які в нормальних умовах не знаходяться під напругою, за допомогою заземлюючих провідників і заземлювачів.

Призначення захисного заземлення полягає в створенні між металевими конструкціями і землею електричного з'єднання досить малого опору.

Згідно [17] захист ВРП 35 кВ і вище від прямих ударів блискавки повинен бути виконаний окремо розташованими або встановленими на конструкціях стрижневими блискавковідводами.

Від стійок конструкцій ВРП 35 кВ і вище з блискавковідводами має бути забезпечене розтікання струму блискавки по магістралях заземлення не менше ніж в двох напрямках з кутом не менше ніж 90° між сусідніми. Крім того, має бути встановлено не менше одного вертикального електрода довжиною $3 \div 5$ м на кожному напрямку, на відстані не менше довжини електрода від місця приєднання до магістралі заземлення стійки з блискавковідводом.

При виконанні заземлення використовують вертикальні і горизонтальні електроди - заземлювачі. Як горизонтальних заземлювачів використовується смугова сталь $20 \div 40$ мм і товщиною не менше 4 мм, а також сталь круглого перерізу не менше 6 мм. В якості вертикальних заземлювачів застосовуються сталеві труби, стрижні і профільна сталь.

Заземлювач характеризується значенням опору, який оточуюча земля надає стікаючому з нього струму. Опір заземлювача залежить від його геометричних розмірів, і питомого опору ґрунту ρ , в якому він знаходиться, а також кліматичних умов.

Розрахований опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати 25 Ом.

Висновки

У дипломній роботі розглянуті питання по модернізації електроукомплектування схеми власних потреб теплоелектроцентралі, яка є об'єктом централізованого постачання споживачів тепловою та електричною енергією. Споживачами є промислові підприємства і житлові райони міста. ТЕЦ випускає наступну продукцію: електричну енергію, теплову енергію (опалення, гаряче водопостачання).

Відповідно до технологічної схеми ТЕЦ і норм технологічного проектування теплових електричних станцій і теплових мереж була розглянута схема з модернізації розподільного пристрою власних потреб.

Для вибору електрообладнання розподільного пристрою власних потреб визначені струми короткого замикання. Виконано техніко-економічні розрахунки, розглянуто заходи щодо безпеки проведення робіт і захисту навколишнього середовища. Проведено розрахунки освітлення РПВП-6 кВ, блискавкозахисту і заземлення головної понижувальної підстанції.

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		68

Література

- 1 <https://www.techcult.ru/technology/5057-princip-raboty-i-ustrojstvo-tec-tes>
- 2 Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
- 3 Правила улаштування електроустановок. – Х.: Видавництво «Форт». 2017 –800 с.
- 4 СОУ-НЕС 20.178:2008 Настанова «Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій». Мінпаливенерго України, 2008. – 78 с.
- 5 <https://tovlk.com.ua/zakonodatelstvo-4/>. Галузеві будівельні норми. Теплові електростанції. Норми проектування. Київ Міністерство енергетики та вугільної промисловості України 2012
- 6 Справочник-каталог. Электротехническая продукция предприятий Украины. Ч. 2. Электротехнические изделия общепромышленного исполнения выше 1000 В / под ред. В. Д. Козлова и С. Я. Меженного. – К. : НАУ, 1998. – 172 с
- 7 Василега П.О. «Електропостачання» Навчальний посібник. - Суми: Університетська книга, 2008 г. - 415 с.
- 8 ДБН В.2.5-27-2006, Захисні заходи енергобезпеки в електроустановках будинків і споруд, Київ, 2006 р.- 77 с
- 9 Економіка енергетики: підручник / за ред. д.е.н., проф. Л.Г. Мельника– Суми: Університетська книга, 2015. –378 с.
- 10 Мельников М. А., “Релейная защита и автоматика элементов систем электро-снабжения промышленных предприятий”: Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 2004 – 178 с.
- 11 http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/
- 12 ГОСТ 12.0.003-74*. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
- 13 ДНАОП 0.00-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.- К.: Держнаглядохоронпраці, 2000. - 382 с.

						MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			69

14 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

15 РД-34.21-122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»

16 ДБН В.2.5-28-2006 Природне і штучне освітлення

17 Пилипчук Р.В., «Промышленное освещение», методико-справочное пособие, Тернополь, 2006 г.- 432 с.

18 Методичні вказівки для оформлення дипломних робіт для студентів спеціальності 7.090603 денної та заочної форми навчання; Укладачі: М. А. Никифоров, І. Л. Лебединський Вид-во СумДУ Суми 2008.

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		70

Таблиця П1-1- Технічні дані ячейок РПВП-6 кВ

№ ячейки ГРП-6 кВ	Тип вимикача	Марка і переріз кабелю, мм ²	Номінальний струм КЛ, А
1	ВМГ-133 600А	ААШВ 3×70	135
2	ВМГ-133 600А	ААБ 3×25	70
3	ВР1-10-20	-	-
4	ВМГ-133 600А	АСБ 3×95	165
6	ВР1-10-20	ААШВ 3×70	135
7	ВМГ-133 600А	СБГ 3×185	250
8	ВМГ-133 600А	ААБ 3×35	85
9	ВР1-10-20	СБГ 3×185	250
10	ВМГ-133 600А	ААБ 3×35	85
11	ВМГ-133 600А	ААБ 3×35	85
12	ВМГ-133 600А	ААБ 3×35	85
13	ВМГ-133 600А	ААБ 3×35	85
15	ВМГ-133 600А	ААБ 3×35	85
16	ВМГ-133 600А	-	-
18	ВМГ-133 600А	ААБ 3×35	85
21	ВМГ-133 600А	-	-
22	ВМГ-133 600А	ААБ 3×35	85
23	ВМГ-133 600А	ААБ 3×35	85
24	ВМГ-133 600А	ААШВ 3×240	290
26	ВМГ-133 600А	ААБ 3×35	85
27	ВР1-10-20	СБГ 3×185	250
28	ВМГ-133 600А	ААШВ 3×70	135
29	ВМГ-133 600А	ААШВ 3×70	135
30	ВМГ-133 600А	ААШВ 3×70	135
31	ВМГ-133 600А	ААШВ 3×70	135
32	ВМГ-133 600А	ААШВ 3×70	135
33	ВМГ-133 600А	ААШВ 3×70	135
34	ВМГ-133 600А	ААШВ 3×70	135
35	ВМГ-133 600А	ААШВ 3×70	135

Продовження таблиці П1-1

№ ячейки ГРП-6кВ	Тип вимикача	Марка і переріз кабелю, мм ²	Номінальний струм КЛ, А
36	ВМГ-133 600А	СББ 3×25	70
37	ВМГ-133 600А	СББ 3×25	70
38	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
39	ВМП-10	ААБ 3×35	85
40	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
41	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
42	ВМП-10	АСБ 3×95	165
43	ВМП-10	ААБ 3×35	85
44	ВМП-10	СББ 3×25	70
45	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
46	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
47	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
48	ВМП-10	ААШВ 3×95	165
49	ВМП-10	ААШВ 3×95	165
50	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
51	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
52	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
53	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
55	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
56	ВМП-10	ААБ 3×35	85
57	ВМП-10	ААШВ 3×70	135
58	ВМП-10	ААШВ 3×95	165

Додаток 2

					МР.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		72

Таблиця П2-1- Дані електродвигунів власних потреб великої потужності

Електродвигуни (електродвигуни, приєднані до РПВП-6 кВ)		Електродвигуни (електродвигуни, приєднані до РПСН-6 кВ)	
Найменування	Номинальна потужність, МВт	Найменування	Номинальна потужність, МВт
ВП-1	0,25	Д-2	0,3
ВП-2	0,63	Д-3	0,28
ВП-3	0,63	ШБМ-2	0,38
ВП-4	0,63	ШБМ-3	0,38
ВП-5	0,5	ЕЖ-1	0,35
ВП-6	0,63	ЕЖ-2	0,32
ВП-7	0,63	ПЕН-1	0,5
ВП-8	0,63	ПЕН -2	0,5
ВП-9	0,63	ПЕН -3	0,5
ВП-10	0,63	ПЕН -4	0,5
ВГД-1	0,2	Д-ВК-1	0,4
ВГД-2	0,2	Д-ВК-2	0,4
ВГД-3	0,25	Д-ВК-3	0,4
Д-1	0,28	<u>всього</u>	11,3

Таблиця П2-2- Дані генераторів

Параметр	ТГ-1	ТГ-2	ТГ-3
Активна потужність Р, МВт	14	13,1	12
$\cos \varphi$	0,8	0,8	0,8
X_d , %	14,7	14,7	11,674

Додаток 3

Таблиця ПЗ-1- Дані реакторів

Приєднання	Тип реактора	Індуктивний опір реактора, Ом
ЛСН-1	РБ-10-630-0,25	0,25
ЛСН-2	РБ-10-630-0,25	0,25
ЛСН-3	РБ-10-630-0,25	0,25
СМВ-1		0,577
СВ-3		0,57

Таблиця П4-1- Основні технічні дані генераторів і збудників

№ з.п	Найменування	Генератор №1	Генератор №2	Генератор №3
	1	2	3	4
1	завод-виробник	З-д ім. Леніна	Чехословакія	Лисьвенський ТГЗ
2	Рік виготовлення	1953	1955	-
3	Рік модернізації	1976	1974 (статор) 1977 (ротор)	-
4	Тип генератора	4Н5674/2 синхронний	4Н5674/2 синхронний	Т-12-2У4 синхронний
5	Номінальна потужність:			
	Активна, кВт	14000	13000	12000
	Реактивна, кВАр	10500	9750	9000
6	Номінальний $\cos \phi$	0,8	0,8	0,8
7	Номінальна напруга статора, В	6300 \pm 5 %	6300 \pm 5 %	6300 \pm 5 %
8	Номінальний струм статора, А	1604	1500	1376
9	Номинальное напряжение ротора, В	45-177	45-177	220
10	Номінальний струм ротора, А	252	251	270
11	Ізоляція обмоток статора	Терморезистивна Клас»В»	Терморезистивна Клас»В»	Терморезистивна на Клас»В»

Продовження табл. П4–1

12	Допустима температура нагріву обмоток статора	120	120	130
13	Ізоляція обмоток ротора	Клас»F»	Клас»F»	Клас»F»
14	Допустима температура нагріву обмоток ротора	145	145	160
15	Схема з'єднання обмотки статора	Зірка з ізольованою нульовою точкою	Зірка з ізольованою нульовою точкою	Зірка з ізольованою нульовою точкою

	Тип збудника	Е3227/4	Е3227/4	ВТ-75-3000
16	Система охолодження	Непряма повітряна замкнена	Непряма повітряна замкнена	Непряма повітряна замкнена
17	Заводський № збудника	110919	10111976	-
18	Потужність збудника, кВт	70	70	75
19	Струм якоря, А	318	318	266
20	Струм збудження збудника, А	4	4	3

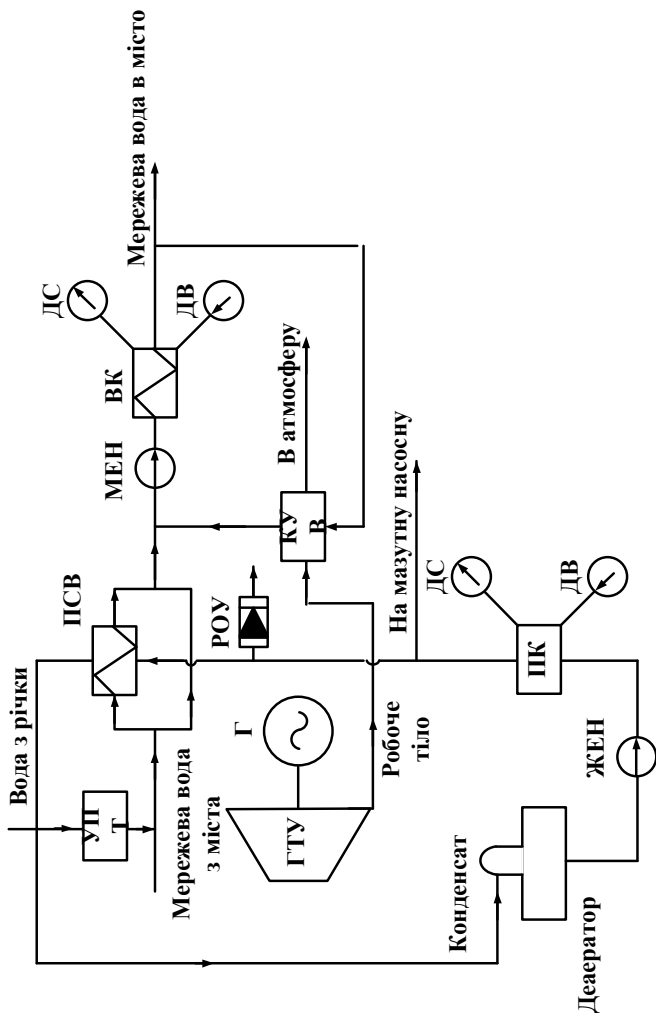
Таблиця П5-1- Характеристики зарядного пристрою 220TPR125

Найменування параметру	Значення параметру
Вхід випрямляча	3ф 400 В \pm 10 % +15 - 20 % 50 Гц \pm 6 % тривалий
Мережа живлення	
Допустимі відхилення	
Частота мережі живлення	
Режим роботи	
Вихід випрямляча	220 В \pm 25 % 125 А \pm 1 % \pm 1 % I_{max} 0,15 % за 1000 годин 0,02 % на кожен градус С \pm 1 % з підключеною АБ
Номінальна вихідна напруга	
Діапазон регулювання вихідної напруги	
Номінальний вихідний струм	
Точність стабілізації вихідної напруги при нормальних параметрах вхідної мережі	
Точність стабілізації вихідного струму	
Довготривала стабілізація вихідної напруги	
Температурна компенсація вихідної напруги	
Пульсація вихідної напруги	

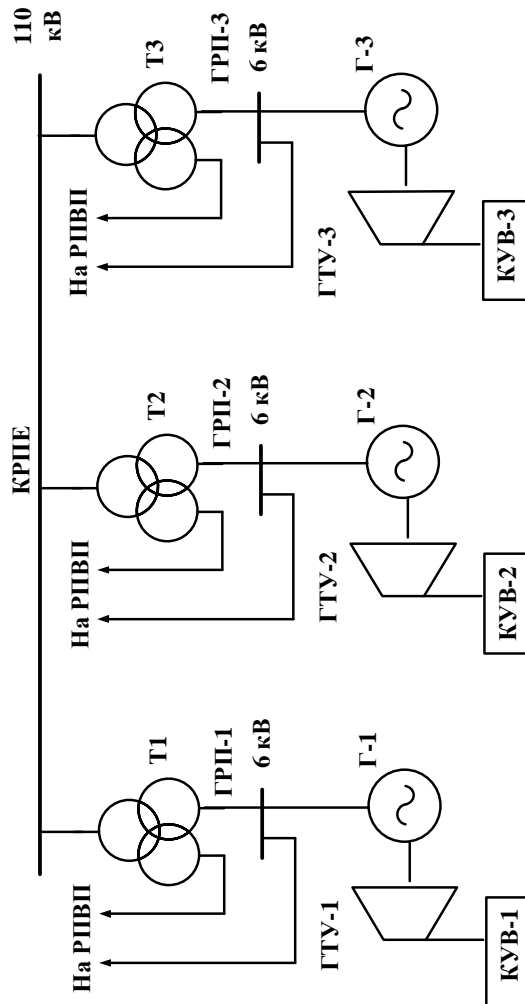
Продовження табл. П5-1

Загальні дані	
Температура навколишнього середовища	0 °С...+45 °С номінальна потужність +45° С...55° С зниження вихідного струму 1,25% на кожен °С
Температура зберігання	-25° С...+70° С
Вологість навколишнього середовища при роботі	Від 20 % до 95 % без конденсату
Вологість навколишнього середовища при зберіганні	Від 15 % до 90 % в оригінальній упаковці
Створюваний шум	45-65 дБ
Висота над рівнем моря	До 1000 м без зниження потужності

ІЛ/59/ГТ/8/5/ПЗ



Структурна схема процесу виробництва теплової та електричної енергії на ГТ ТЕЦ



Технологічна схема ТЕЦ

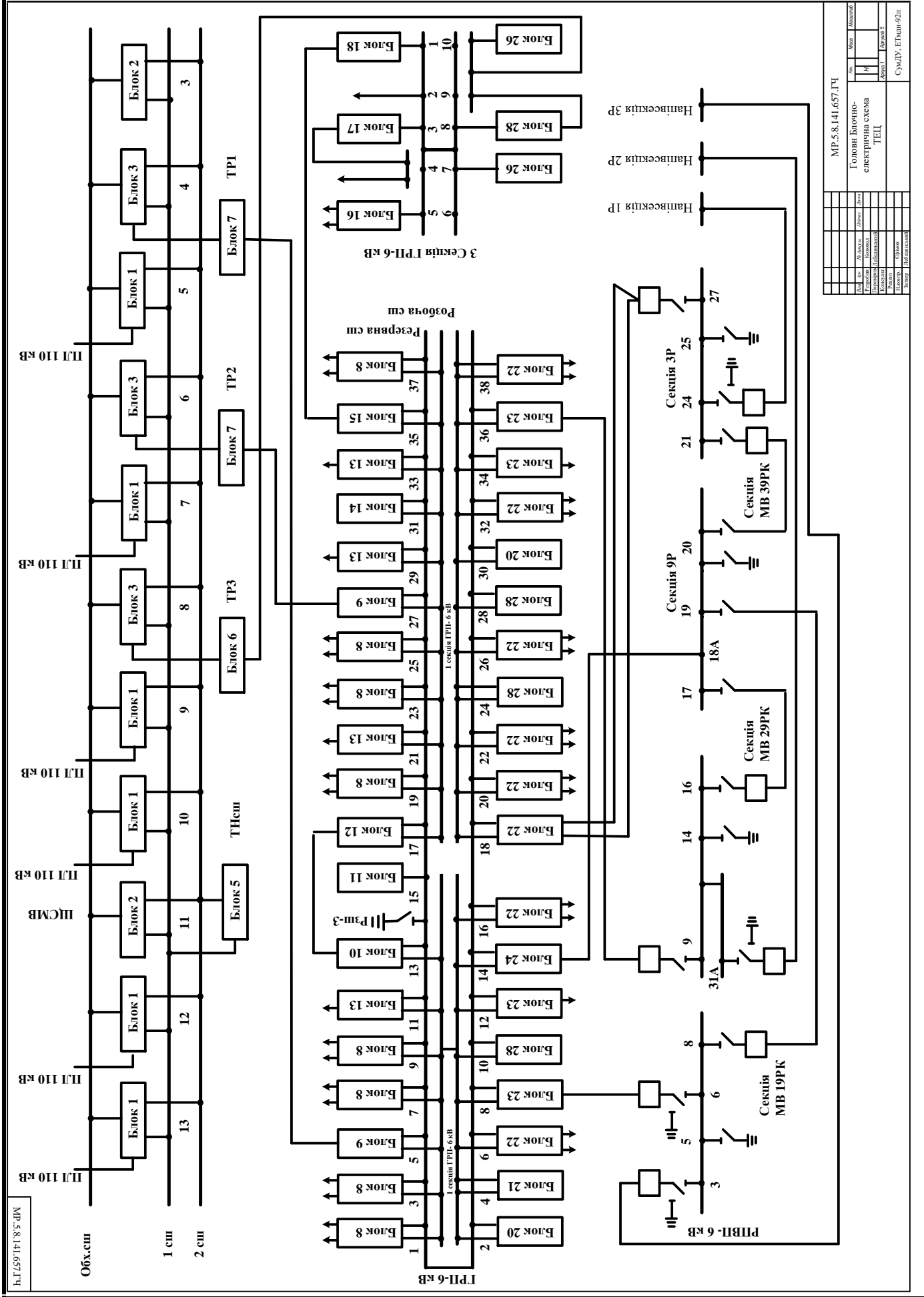
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------

MP.5.8.141.657.ПЗ

Арк

78

Зм		Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.657.ПЗ
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.657.ПЗ	Структура та технологічна схема ТЕЦ
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.657.ПЗ	Модернізація розподільного пристрою теплової енергетики
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.657.ПЗ	Судити: ЕТ/м/02п

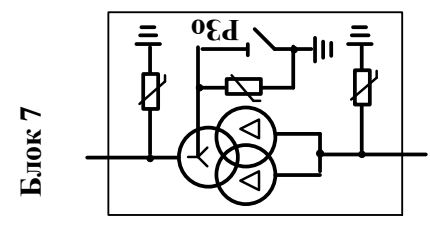
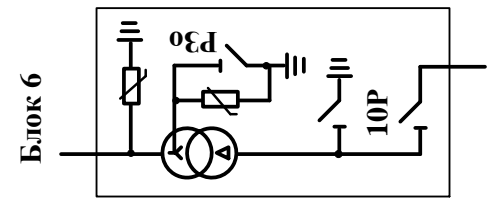
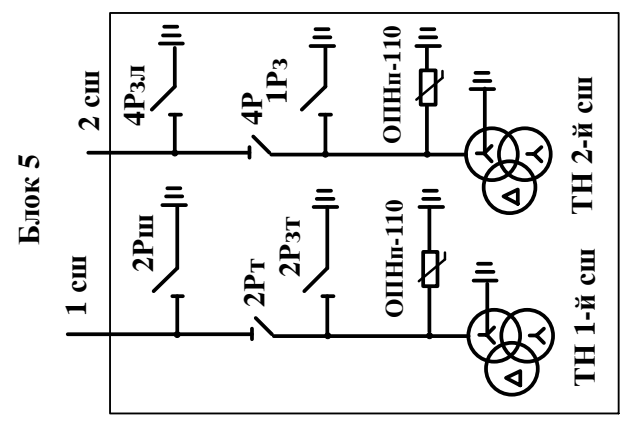
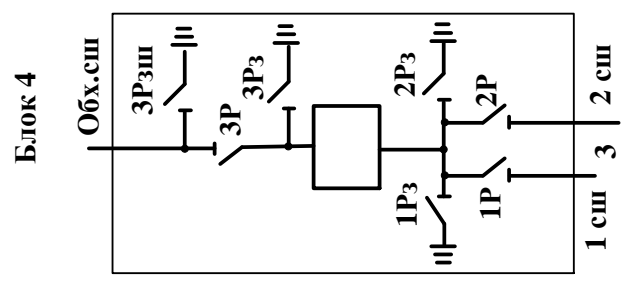
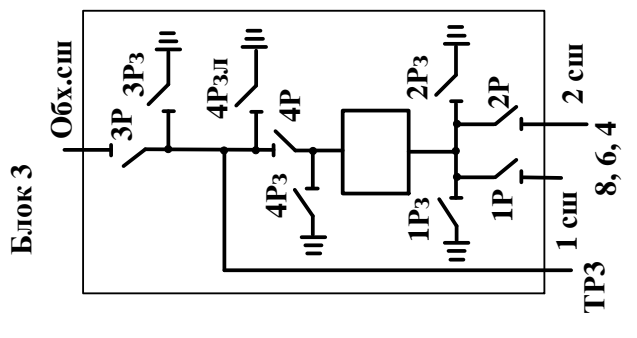
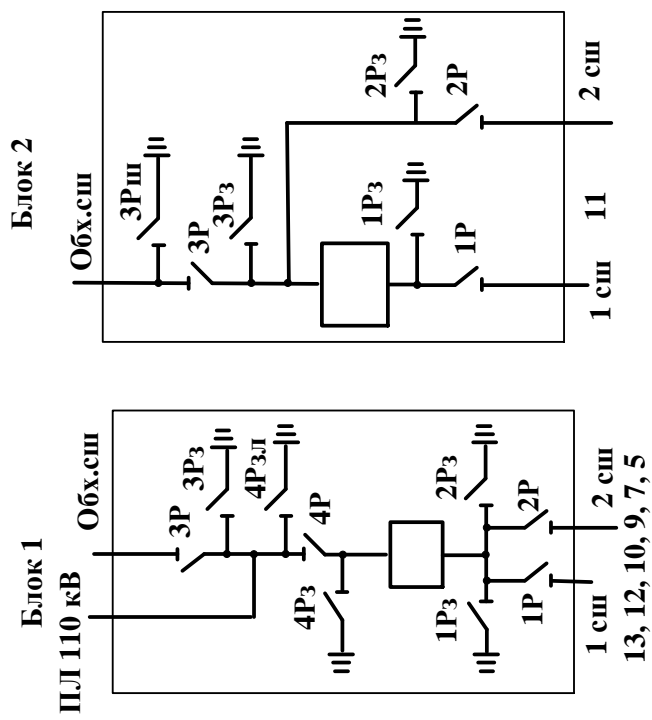
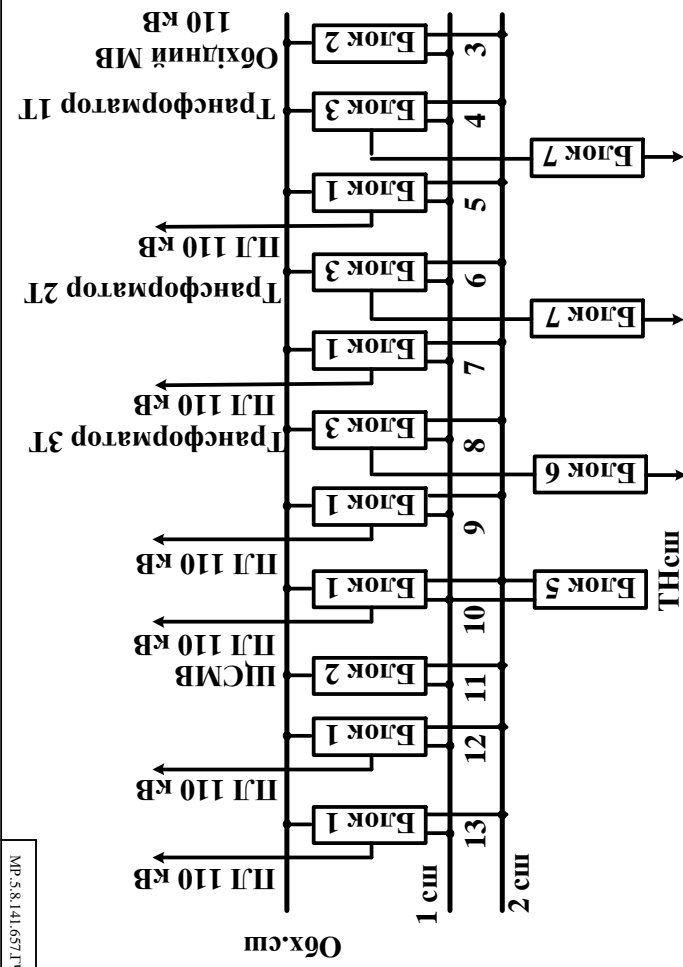


MP.5.8.141.657.ПЗ

Голови Блодно-електрична схема ТЕЦ	
№	Місяць
1	А
2	Б
3	В
4	Г
5	Д
6	Е
7	Ж
8	З
9	И
10	С
11	К
12	Л
13	М
14	Ч
15	П
16	С
17	В
18	З
19	К
20	Л
21	М
22	А
23	М
24	И
25	С
26	В
27	З
28	А
29	М
30	И
31	С
32	В
33	З
34	А
35	М
36	И
37	С
38	В
39	З
40	А
41	М
42	И
43	С
44	В
45	З
46	А
47	М
48	И
49	С
50	В

Склад: ЕТДам-92г

Б.Г.659/118.5.01



МР.5.8.141.657.ПЗ		Лист	№	Масштаб
Вид	№ докум.	Длина	Ширина	Масштаб
Исполнение	Контур	Объем	Материал	Масштаб
Роль	Объект	Этаж	Ак. шифр	Масштаб
Участок	Цех	Станция	Ак. шифр	Масштаб
Материал: прокатный стальной лист				
Судов. Единица: 02л				

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------

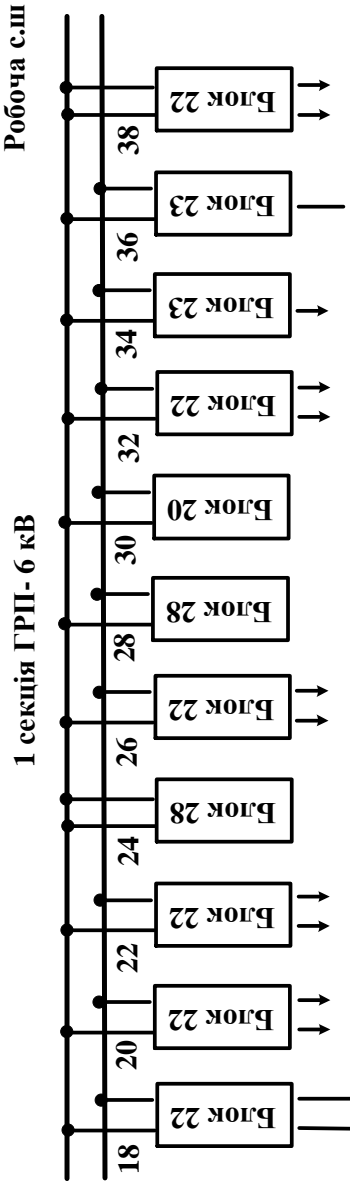
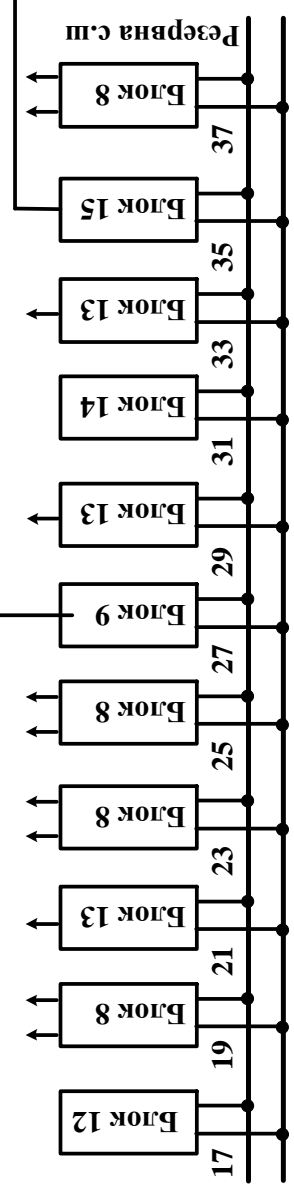
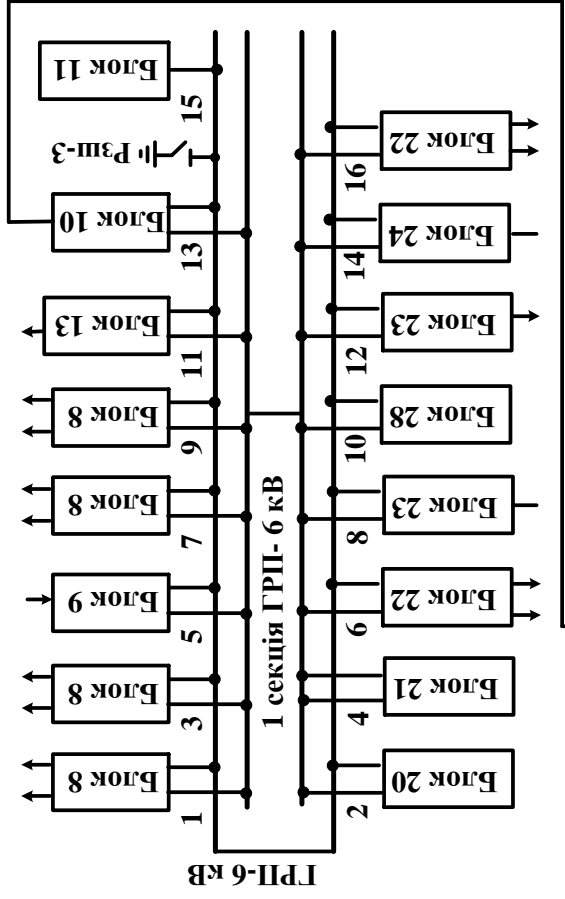
МР.5.8.141.657.ПЗ

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------

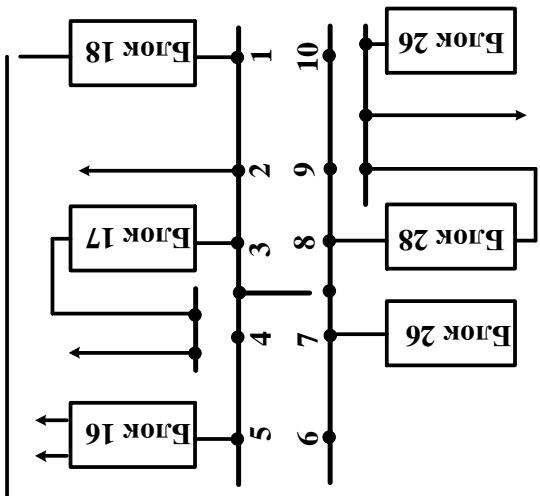
МП.5.8.141.657.ПЗ

Арк
81

МП.5.8.141.657.ПЗ

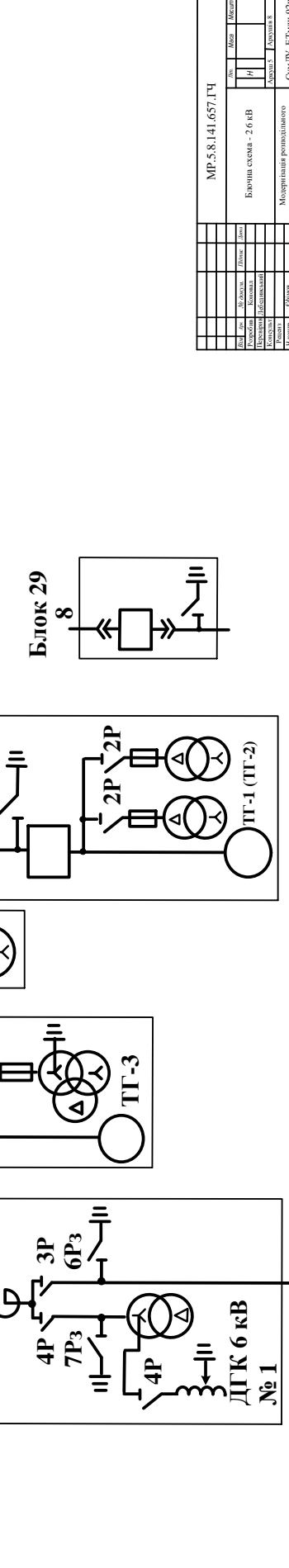
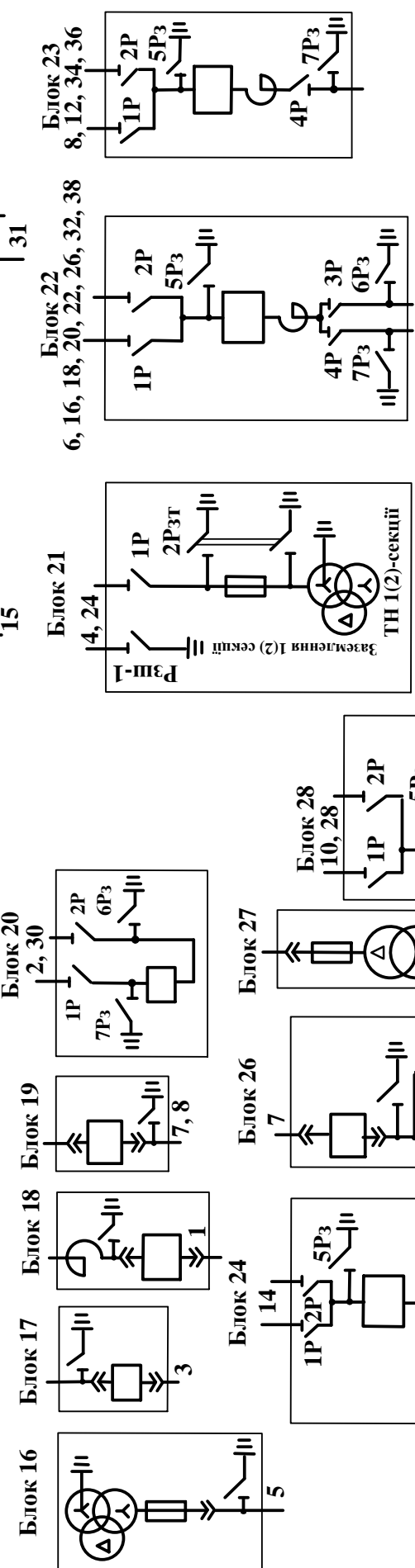
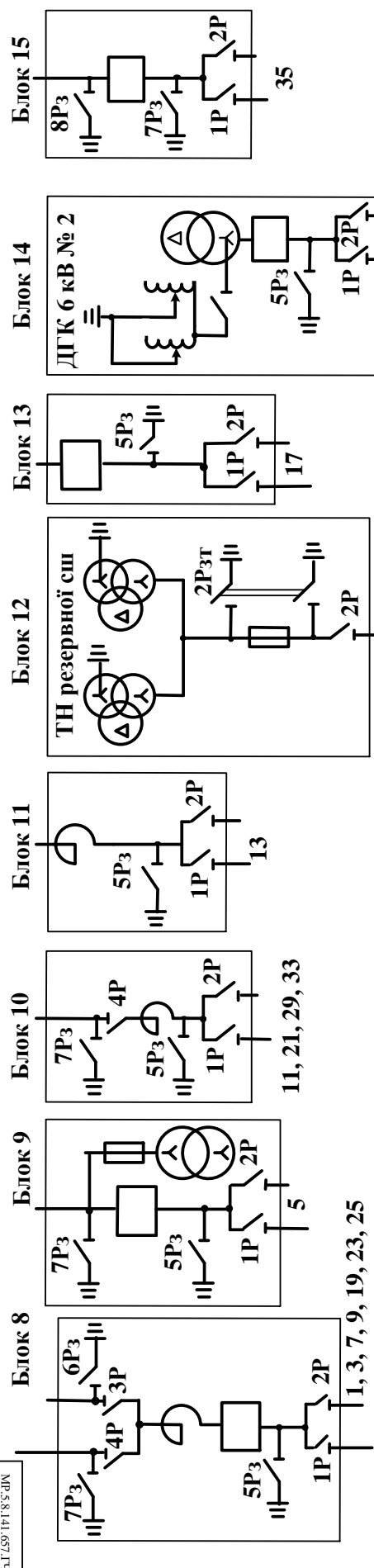


3 Секція ГПП-6 кВ



МП.5.8.141.657.ПЗ					
№	Дата	Місце	Модифікація		
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					
31					
32					
33					
34					
35					
36					
37					
38					
Блокова схема-1 6 кВ					
Модернізація розподільного пристрою та електропроводки					
Склад: ЕТДм-02п					

Б.Г.59141.657.ПЗ

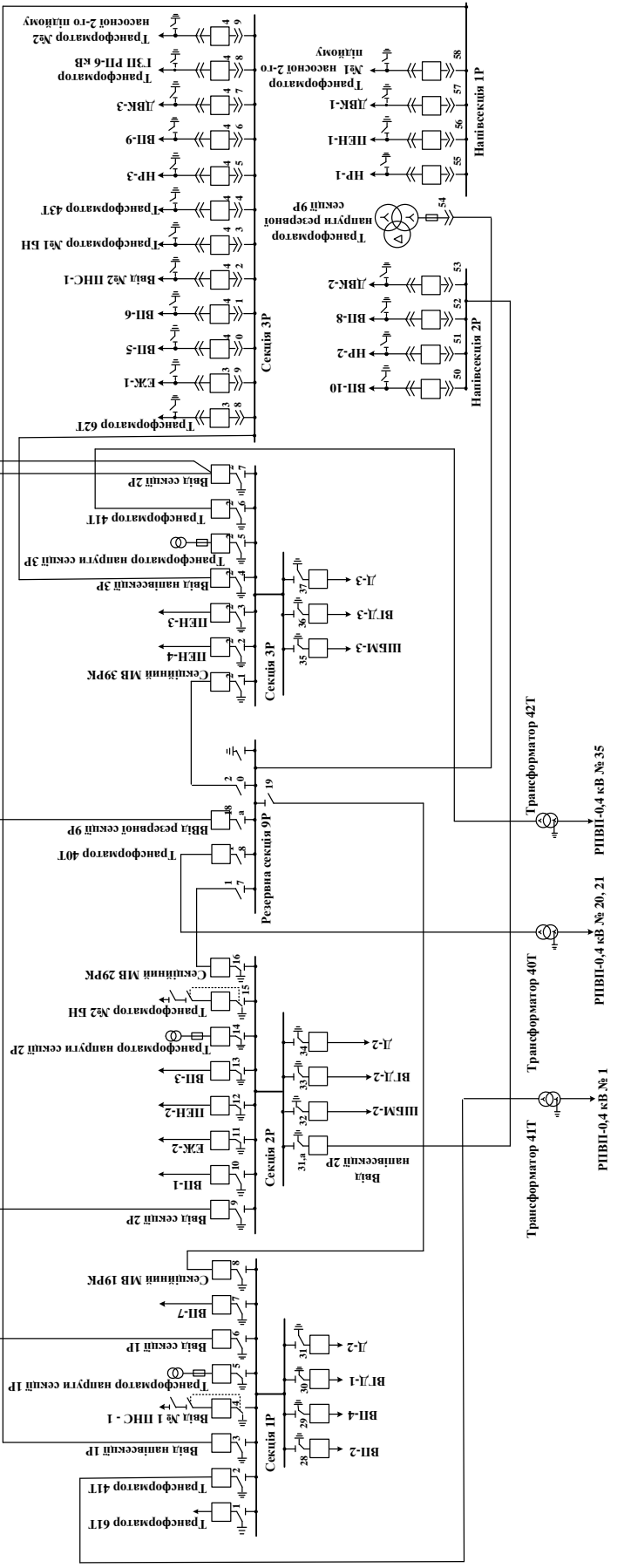
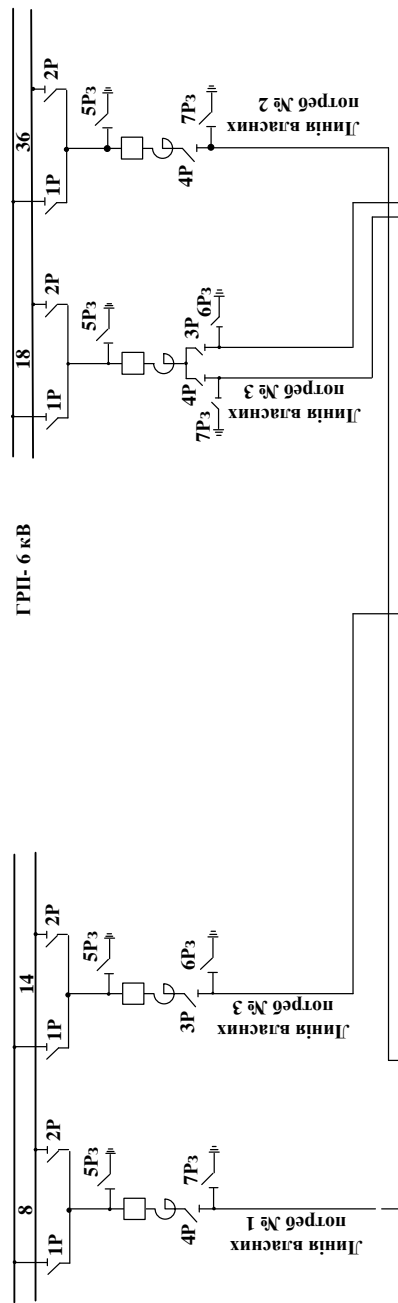


Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

MP.5.8.141.657.ПЗ

MP.5.8.141.657.ПЗ			
Лист	Модифікація	Масштаб	
1			
Базова схема - 2.0.АБ			
Модифікація розробленою			
проектно-технологічною			
Судити: Е.Г.Тришук			

МР.5.8.141.657.ПЗ

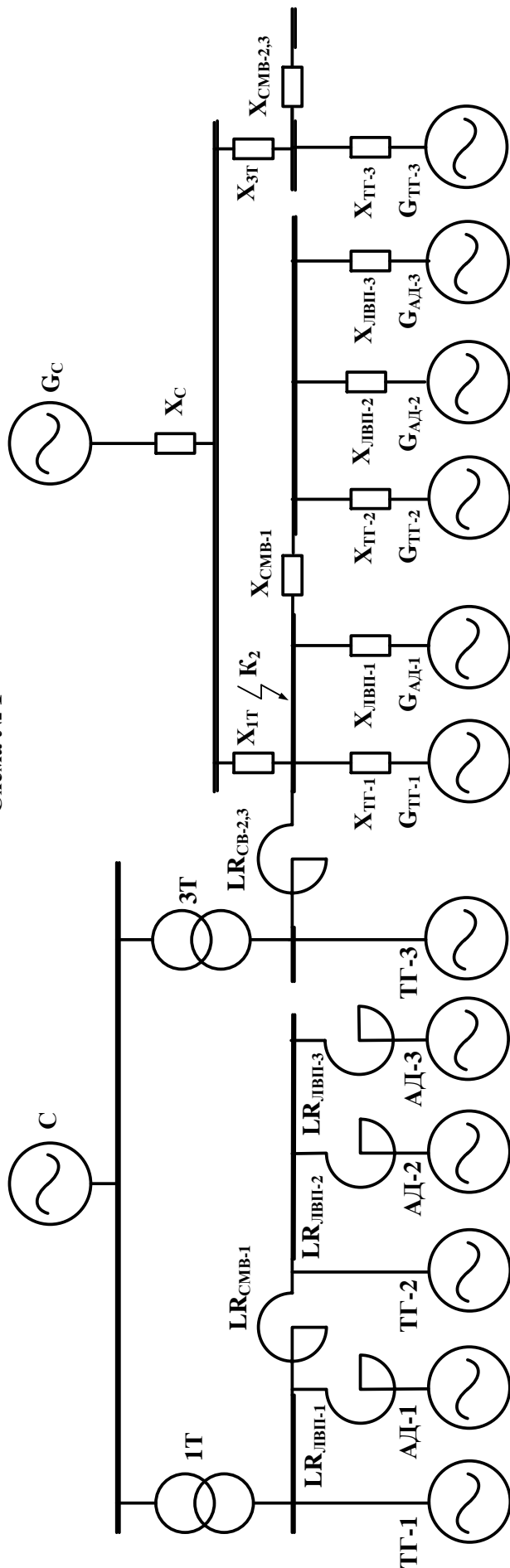


МР.5.8.141.657.ПЗ	
Електрична схема 6 кВ	Масштаб
Мобілізаційна розподільна мережа теплоелектростанції	Склад: БТМ-02
Розробник	Перевірив
Проєктант	Затвердив
Конструктор	Дата
Виконав	Лист
Замовник	Арк
Відомо	№ докум.
Ділянка	Замовлення
Об'єкт	Розробка
Місцевість	Листів
Арк	Масштаб

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------

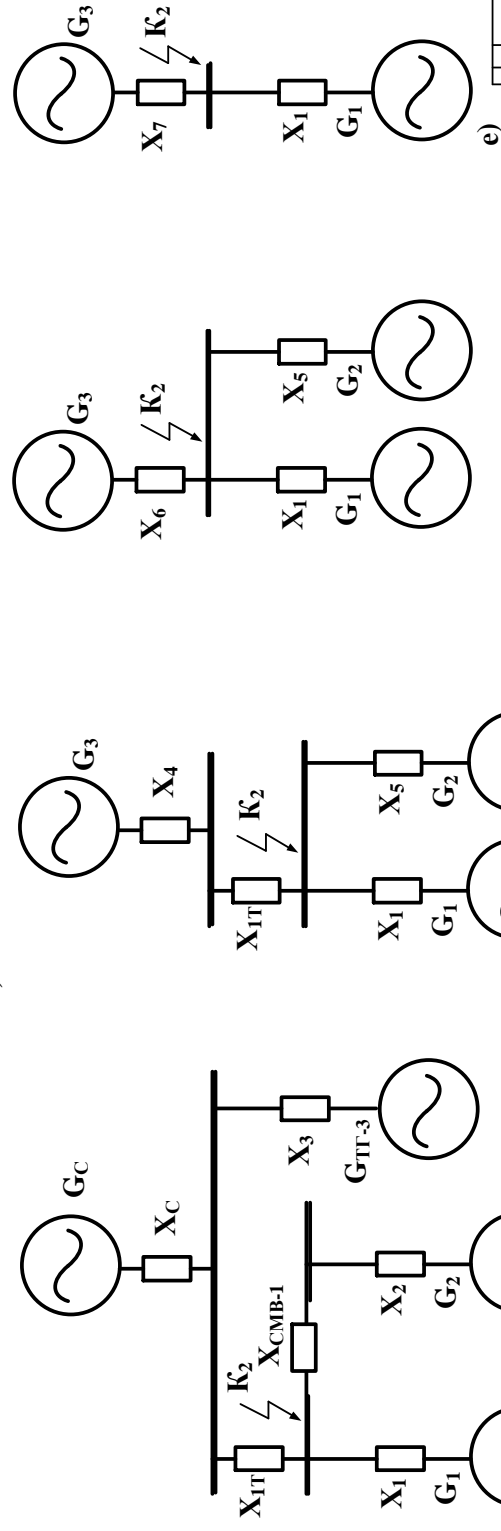
МР.5.8.141.657.ПЗ

Схема № 1



б)

а)



г)

д)

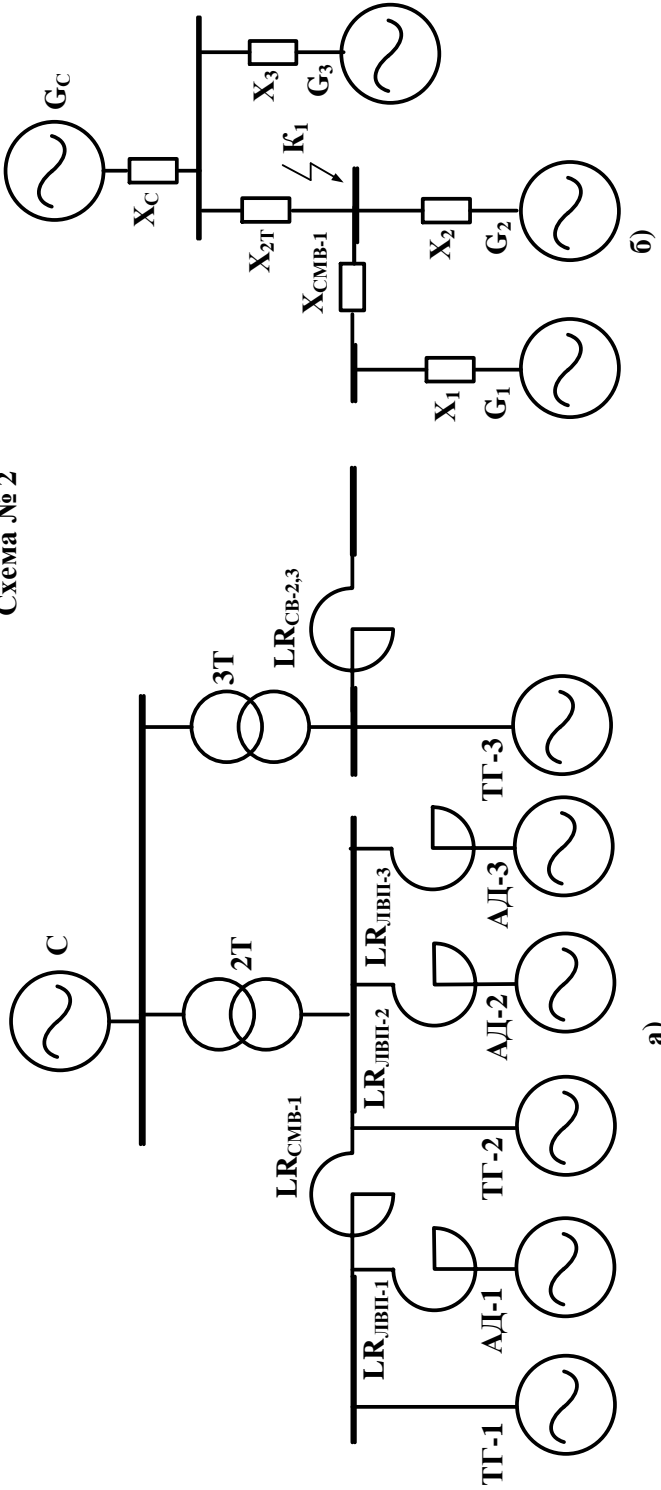
е)

MP.5.8.141.657.ПЗ						
Схема заложена для						
проектирования и						
защиты системы № 1						
Материал подготовлен по						
протоколу технической работы						
№ 02н						
Исполнителю	Проверено	Утверждено	Дата			
Исполнитель	Проверено	Утверждено	Дата			

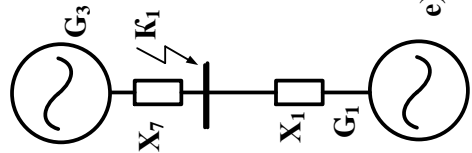
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

И.Г.58.141.657.ПЗ

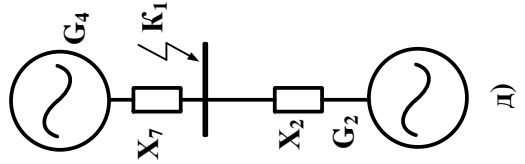
Схема № 2



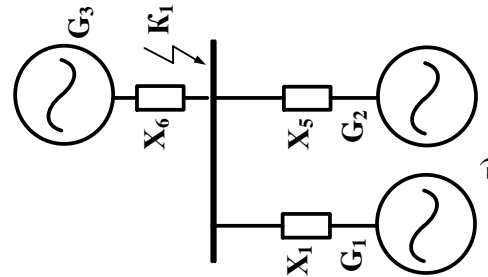
а)



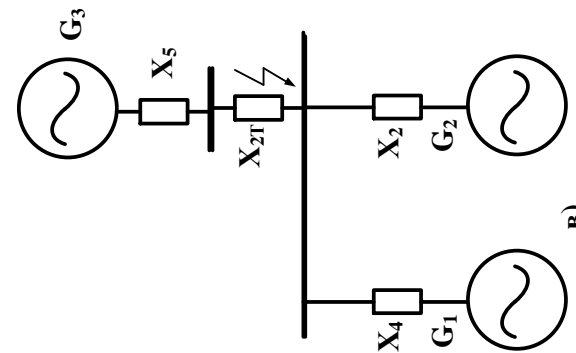
б)



д)



г)



б)

И.Г.58.141.657.ПЗ		МП.5.8.141.657.ПЗ	
№	Дата	Исполн.	Провер.
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			
41			
42			
43			
44			
45			
46			
47			
48			
49			
50			
51			
52			
53			
54			
55			
56			
57			
58			
59			
60			
61			
62			
63			
64			
65			
66			
67			
68			
69			
70			
71			
72			
73			
74			
75			
76			
77			
78			
79			
80			
81			
82			
83			
84			
85			
86			
87			
88			
89			
90			
91			
92			
93			
94			
95			
96			
97			
98			
99			
100			

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

МП.5.8.141.657.ПЗ

					MP.5.8.141.657.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		86