

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ

Кафедра автоматизованого управління технологічними процесами  
(повна назва кафедри)

**Кваліфікаційна робота (проект)**

групи (магістерський)  
(рівень вищої освіти)

на тему Удосконалення автоматизованої системи управління підігріванням мережевої води для побутових цілей в умовах ВП "Запорізька АЕС"

Виконав: студент 2 курсу, групи 8-1519-3  
спеціальності 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації \_\_\_\_\_  
(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології  
(назва освітньої програми)

кер. І.Є. Череди́ченко  
(ініціали та прізвище)

Керівник Микола Іванович Кар. АУТТ Пижон О.О.  
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент Крат О.І.  
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя 2020

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
 ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
 ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ

Кафедра автоматизованою управління технологічними процесами  
 Рівень вищої освіти другий (магістерський)  
 Спеціальність 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології  
(код та назва)  
 Спеціалізація \_\_\_\_\_  
(код та назва)  
 Освітня програма Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри Тарак М.Ю.  
 « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 року

**З А В Д А Н Н Я**

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ (ПРОЄКТ) СТУДЕНТОВІ (СТУДЕНТЦІ)

Чередиженка Торе Євгеновича  
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи (проєкту) Удосконалення автоматизованої системи управління підігріванням мережевої води для побутових цілей в умовах ВП „Запорізька АЕС“  
 керівник роботи Тарак Михайло Юрійович д.т.н., професор  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)  
 затверджені наказом ЗНУ від «25» 05 2020 року № 597-с
- Строк подання студентом роботи 01.12.2020
- Вихідні дані до роботи технічна документація підприємства, схеми, діючої системи автоматизації, літературні джерела
- Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розробка системи автоматизації, проектування системи автоматизації, схеми графі, техніко-експертне обґрунтування
- Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

функціональна технологічна схема виробництва електроенергії, схема підігріву води, алгоритм роботи авторегуляторів, структурна схема роботи регуляторів, функціональна схема автоматизації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Гарук М.Ю., д.т.н., професор		Гарук
Розділ 2	Гарук М.Ю., д.т.н., професор		Гарук
Розділ 3	Гарук М.Ю., д.т.н., професор		Гарук
Розділ 4	Гарук М.Ю., д.т.н., професор		Гарук
Розділ 5	Гарук М.Ю., д.т.н., професор		Гарук
Розділ 6	Гарук М.Ю., д.т.н., професор		Гарук
Розділ 7	Гарук М.Ю., д.т.н., професор		Гарук

7 Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Специфічності технологічного процесу ВЛ, ЗАЕС	01.10.20 - 04.10.20	
2	Аналіз об'єкта управління	05.10.20 - 13.10.20	
3	Дослідження принципів управління технологічним процесом підігрівання мережевої води	14.10.20 - 21.10.20	
4	Дослідження і розробка регуляторів рівня і тиску	22.10.20 - 31.10.20	
5	Удосконалення діючої системи автоматизації	01.11.20 - 15.11.20	
6	Охорона праці	16.11.20 - 23.11.20	
7	Врахунок капітальних вкладень у зв'язку з модернізацією МЛЖ ПЛВ	24.11.20 - 30.11.20	

Студент (підпис) Г.Є. Черешніченко (ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту) (підпис) М.Ю. Гарук (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер (підпис) Овчинникова Г.А. (ініціали та прізвище)

## РЕФЕРАТ

На пояснювальну записку дипломного проекту на тему: «Удосконалення автоматизованої системи управління підігріванням мережевої води для побутових цілей в умовах ВП «Запорізька АЕС»», яка включає 120 сторінок машинописного тексту, 27 рисунків, 33 таблиці, 27 найменувань використаної літератури.

Метою роботи є дослідження системи автоматичного регулювання підігріванням мережевої води для побутових цілей та її удосконалення за допомогою сучасних засобів автоматизації.

У загальній частині описана технологія виробництва електроенергії, технологічна схема атомної електростанції з реактором ВВЕР-1000, теплова схема турбоустановки з турбіною К-1000-60/1500-2.

У спеціальній частині описане призначення ПМВ, склад системи, опис технологічної схеми, принципи управління технологічним процесом підігрівання мережевої води, обсяг теплотехнічного контролю, технологічний захист, блокування і сигналізація, автоматичне регулювання технологічних параметрів, шляхи удосконалення діючої системи автоматизації, вибір технічних засобів автоматизації, основні технічні рішення, принципи реалізації САР ПМВ, режимна наладка і випробування САР ПМВ після монтажу.

*Мета і задачі роботи:* модернізація автоматизованої системи управління підігріванням мережевої води для побутових цілей в умовах ВП «Запорізька АЕС».

*Об'єкт дослідження:* технологічний процес підігрівача мережевої води.

*Предмет дослідження:* підігрівач мережевої води.

*Методи досліджень* базуються на використанні принципу роботи підігрівача мережевої води основними параметри якого, які необхідно завжди підтримувати, є температура та рівень.

*Практичне значення* отриманих результатів роботи полягає в тому, що чисельні дослідження на основі комплексної методики розрахунку автоматизованої система управління технологічного процесу підігрівання мережевої води з реактором ВВЕР-1000, яку можна використовувати на подібних АЕС.

*Особистий внесок.* Теоретичні дослідження виконані автором самостійно. Його особистий внесок полягає в розробці автоматизованої система управління технологічним процесом підігрівання мережевої води з реактором ВВЕР-1000 на АЕС.

*Апробація результатів.* Матеріали магістерської роботи були повідомлені та обговорені на наукових конференціях ЗДІА.

*Публікації.* Основні результати магістерської роботи опубліковані друкарських роботах, а саме в тезах матеріалів наукових конференцій ЗДІА.

АЕС, ПІДГРІВАЧ МЕРЕЖЕВОЇ ВОДИ, РІВЕНЬ, ТИСК, ТЕМПЕРАТУРА, РЕГУЛЮВАННЯ.

## ЗМІСТ

	ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	7
	ВСТУП.....	9
1	ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ВП «ЗАЕС»...	11
1.1	Загальна технологічна схема енергоблоку АЕС.....	11
1.2	Основні компоненти першого контуру.....	12
1.3	Основні компоненти другого контуру.....	14
1.4	Теплова схема турбоустановки с турбіною К-1000-60/1500-2...	14
2	ОПИС ОБ'ЄКТА УПРАВЛІННЯ.....	17
2.1	Призначення та склад ПМВ.....	17
2.2	Опис технологічної схеми.....	17
3	ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИНЦИПІВ УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ ПІДГРІВАННЯ МЕРЕЖЕВОЇ ВОДИ.....	34
3.1	Обсяг теплотехнічного контролю.....	34
3.2	Технологічний захист, блокування і сигналізація.....	37
3.3	Автоматичне регулювання технологічних параметрів.....	42
3.4	Регулятори, керовані з МЦК.....	43
4	ДОСЛІДЖЕННЯ І РОЗРОБКА РЕГУЛЯТОРІВ .....	45
4.1	Регулюючий клапан.....	45
4.2	Розрахунок регулюючого органу.....	46
5	УДОСКОНАЛЕННЯ ДІЮЧОЇ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	50
5.1	Характеристика та недоліки існуючої САР.....	50
5.2	Вибір технічних засобів автоматизації.....	53
5.3	Номенклатура технічних засобів МЦК ПМВ.....	55
5.4	Основні технічні рішення.....	57
5.5	Вимога до електроживлення.....	58

	10
5.6	Вимоги до функцій..... 59
5.7	Вимоги по завадостійкості..... 61
5.8	Принципи реалізації САР ПМВ..... 62
5.9	Функціональна схема теплотехнічного контролю і автоматичного регулювання..... 81
5.10	Повна схема алгоритмів захисту та блокування ПМВ..... 84
5.11	Режимна наладка і випробування САР ПМВ після монтажу..... 86
6	ОХОРОНА ПРАЦІ..... 92
7	РОЗРАХУНОК КАПІТАЛЬНИХ ВКЛАДЕНЬ У ЗВ'ЯЗКУ З МОДЕРНІЗАЦІЄЮ МЦК ПМВ..... 106
	ВИСНОВОК..... 115
	ЛІТЕРАТУРА..... 118

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР	автоматичне включення резерву
АЕС	атомна електростанція
АСК ТП	автоматизована система керування технологічними процесами
АШСП	автоматичний швидкодіючий скидний пристрій
ББК	бак брудного конденсату
БЩК	блочний щит керування
ВНВ-750	повітряний вимикач зовнішньої установки 750 кВ
ВП	відокремлений підрозділ
ВХР	водно-хімічний режим
ГДК	гранична допустима концентрація
ЗВТ	засіб вимірювальної техніки
КВП	колектор власних потреб
КГП	конденсат гріючий пари
КН	конденсатний насос ПМВ
КОС	керуюча обчислювальна система
МЩК	місцевий щит керування
ОП	особисті потреби
ПВТ	підігрівач високого тиску
ПЛК	програмований логічний контролер
ПМВ	підігрівач мережевої води
ПНТ	підігрівач низького тиску



ППМВ	піковий підігрівач мережевої води
РК	регулюючий клапан
САР	система автоматичного регулювання
СПП	сепаратор-пароперегрівач
СРК	стопорно-регулюючий клапан
ТГ	турбогенератор
ТЗА	технічні засоби автоматизації
УКТЗ	уніфікований комплекс технічних засобів
ЦВТ	циліндр високого тиску
ЦНТ	циліндр низького тиску

## ВСТУП

АЕС це складний технічний комплекс, що складається з десятків тисяч елементів різних за конструкцією, призначенням, принципом дії і взаємопов'язаних єдиним технологічним процесом, несе в собі чимало важко вирішуваних завдань. Застосування АЕС забезпечує пріоритети в техніці при виробництві матеріальних благ, а, отже, в економічному і соціальному розвитку суспільства. Можливість практичного використання енергії ділення атомного ядра - самого висококонцентрованого палива, дозволило отримати величезну кількість теплової енергії. Це відкрило грандіозні перспективи для розвитку всієї енергетики та повного задоволення зростаючих енергетичних потреб людей.

Вагомою перевагою атомної енергетики є те, що вона при нормальній експлуатації не викидає в атмосферу оксидів сірки і азоту, що призводять до кислотних дощів, а також різні гази, що викликають парниковий ефект. Таким чином, атомна електростанція є найбільш оптимальним джерелом отримання електроенергії з нанесенням найменшого збитку екології землі.

Для організації раціонального теплопостачання споживачів особливо велике значення має теплофікація, що є найбільш досконалим методом централізованого постачання теплової енергії та одним з основних шляхів зниження питомої витрати палива на вироблення електричної енергії.

Під терміном теплофікація розуміється централізоване теплопостачання на базі комбінованого, тобто спільного вироблення теплової та електричної енергії. У цьому полягає і основна відмінність теплофікації від так званого роздільного методу теплоенергопостачання, коли електрична енергія виробляється на конденсаційних теплових електростанціях, а теплова- в котельнях.

Теплова енергія на атомних електричних станціях виробляється для задоволення потреб як промислових, так і побутових споживачів. Відповідно розрізняють два види теплового навантаження: виробнича, необхідна для

технологічних процесів промислових підприємств, і опалювальна, що служить для опалення виробничих, громадських і житлових приміщень, а також гарячого водопостачання та вентиляції.

Промислове теплове навантаження задовольняється паром, відпрацьованою в турбіні з тиском 0,7-4,0 МПа, опалювальною- або гарячою водою з температурою 70-130 °С, або паром з відборів турбіни з тиском 0,05-0,50 МПа . У холодну пору року воду нагрівають до 120-130 °С.

Промислове теплове навантаження характеризується нерівномірністю протягом доби і відносній рівномірністю протягом року з деяким зниженням влітку.

Опалювальне навантаження відрізняється рівномірністю протягом доби і великий нерівномірністю протягом року: вона досягає максимуму в періоди низьких температур, а в теплу пору року знижується до нуля.

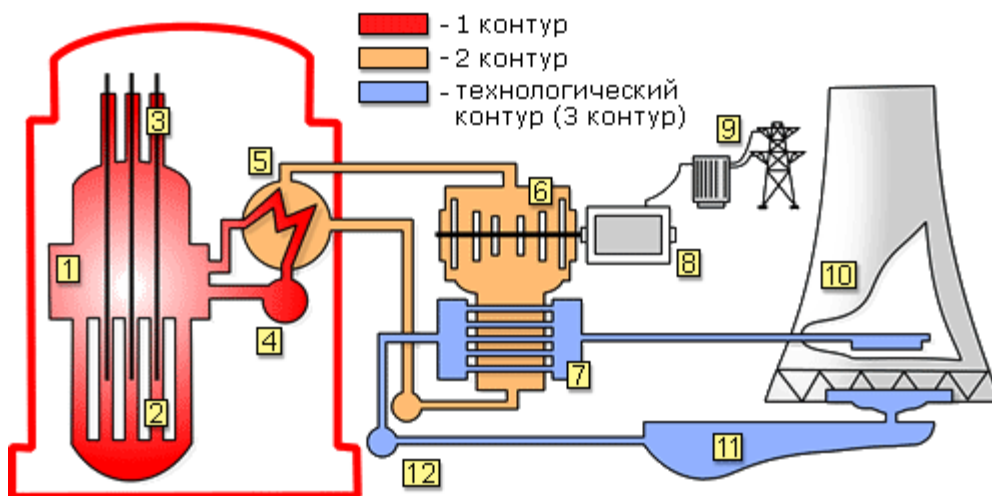
Побутове теплове навантаження, що включає в себе теплове навантаження опалення та гарячого водопостачання, задовольняється гарячою водою з температурою 60-70 °С. Частка теплового навантаження гарячого водопостачання складає приблизно 25% максимального опалювального навантаження взимку і 20% влітку.

Для надійної та безперебійної роботи система підігріву мережевої води (теплофікаційна установка) повинна бути автоматизована.

## 1 ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ВП «ЗАЕС»

### 1.1 Загальна технологічна схема енергоблоку АЕС

На енергоблоках Запорізької АЕС встановлені водо-водяні енергетичні реактори ВВЕР-1000. Енергоблоки з реакторами типу ВВЕР мають два контури, що не сполучаються між собою. Загальна технологічна схема приведена на рисунку 1.1.



1 – реактор, 2 - активна зона реактора, 3 - приводи стрижнів управління, 4 - головний циркуляційний насос, 5 – парогенератор, 6 – турбіна, 7 – конденсатор, 8 – генератор, 9 - трансформатор, 10 – градирня, 11 - ставок-охолоджувач, 12 – циркуляційний насос

Рисунок 1.1 - Загальна технологічна схема енергоблоку АЕС з реактором ВВЕР-1000

#### Основні рішення щодо компонування

До складу кожного з шести енергоблоків Запорізької АЕС входить наступне основне обладнання:

##### а) обладнання першого контуру:

- 1) водо-водяний енергетичний корпусний реактор типу ВВЕР-1000;
- 2) головний циркуляційний трубопровід першого контуру (чотири циркуляційних петлі);
- 3) головний циркуляційний насос ГЦН-195М з електродвигуном;
- 4) компенсатор тиску;

- 5) парогенератор ПГВ-1000М;
- б) обладнання другого контуру:
  - 1) турбоустановка типу К-1000-60/1500-2 з конденсатором;
  - 2) циркуляційний насос з електродвигуном;
  - 3) турбоживильний насос з конденсатором;
  - 4) блочний трансформатор;
  - 5) генератор типу ТВВ-1000-4.

Уніфікований моноблок розміщений в окремому головному корпусі АЕС, що складається з реакторного відділення, машинного залу, деаераторної етажерки з приміщеннями електротехнічних пристроїв.

Головні корпуси енергоблоків зорієнтовані до ставка охолоджувача - джерела циркулярного водопостачання АЕС. Між ставком-охолоджувачем та головними корпусами енергоблоків розміщені блокові насосні станції, трубопроводи технічного водопостачання.

Трифазний синхронний турбогенератор ТВВ-1000-4 призначений для вироблення електроенергії при безпосередньому з'єднанні з паровою турбіною. Активна електрична потужність - 1000 МВт/год, напруга 24 кВ, частота обертання ротора 1500 об/хв. Рух генератора здійснюється від безщітного збудника типу БВД-1500, що складається з синхронного генератора зверненого виконання і обертового випрямляча. До кожного турбогенератора через генераторні вимикачі підключаються трансформатори, які дозволяють видавати електроенергію в мережу.

Зв'язок Запорізької АЕС з єдиною енергетичною системою України здійснюється трьома лініями електропередачі напругою 750 кВ і однією лінією електропередачі напругою 330 кВ змінного струму.

## 1.2 Основні компоненти першого контуру

Серійний реактор ВВЕР-1000 входить до складу реакторної установки

В-320 з тепловою потужністю 3000 МВт як основний елемент головного циркуляційного контуру і призначений для вироблення в активній зоні реактора теплової енергії, що передається теплоносію (воді) першого контуру. Максимальна температура теплоносія на вході в реактор дорівнює 288 °С, на виході — 320 °С. Номінальні витрати теплоносія через реактор становить 84800 м<sup>3</sup>/год. Реактор ВВЕР-1000 є реактором корпусного типу на теплових нейтронах з водою під тиском.

Головний циркуляційний трубопровід з'єднує між собою основне обладнання першого контуру, утворюючи циркуляційний контур, і призначений для здійснення циркуляції теплоносія під тиском  $15,7 \pm 0,2$  МПа ( $160 \pm 2$  кгс/см<sup>2</sup>) і відведення тепла від реактора до парогенераторів. Головний циркуляційний трубопровід складається з чотирьох петель.

Кожна з чотирьох петель має дві ділянки труб з внутрішнім діаметром 850 мм. Ділянки між вихідними патрубками реактора і вхідними патрубками парогенераторів називаються "гарячими" нитками. Ділянки між вихідними патрубками парогенераторів через головні циркуляційні насоси до вхідних патрубків реактора називаються "холодними" нитками.

Головний циркуляційний насос призначений для створення циркуляції теплоносія в першому контурі для відводу тепла з активної зони реактора.

Компенсатор тиску є складовою частиною реакторної установки АЕС. Призначення компенсатора тиску - створення і підтримання тиску в головному циркуляційному контурі, а також обмеження коливань тиску в перехідних і аварійних режимах.

Парогенератор призначений для вироблення сухої насиченої пари в складі енергоблоку з реактором і є складовою частиною головного циркуляційного контуру реакторної установки.

### 1.3 Основні компоненти другого контуру

Турбіна являє собою одновальний чотирициліндровий агрегат і складається з циліндра високого тиску, трьох циліндрів низького тиску, п'яти опор підшипників, трьох конденсаторів, ресиверів, органів паророзподілу і регулювання, системи Турбіна являє собою одновальний чотирициліндровий агрегат і складається з циліндра високого тиску (ЦВТ), трьох циліндрів низького тиску (ЦНТ), п'яти опор підшипників, трьох конденсаторів, ресиверів, органів паророзподілу і регулювання, системи маслопостачання.

Турбоагрегат обладнаний установками: сепараційно-перегревальною; конденсаційною; регенеративною.

Турбіна має нерегульовані відбори пари на регенеративні підігрівачі високого і низького тиску і деаератор, на приводні турбіни живильних насосів, на теплофікаційну водонагрівальну установку і на технологічні потреби блоку.

### 1.4 Теплова схема турбоустановки с турбіною К-1000-60/1500-2

Теплова схема турбоустановки с турбіною К-1000-60/1500-2 приведена на рисунку 1.2

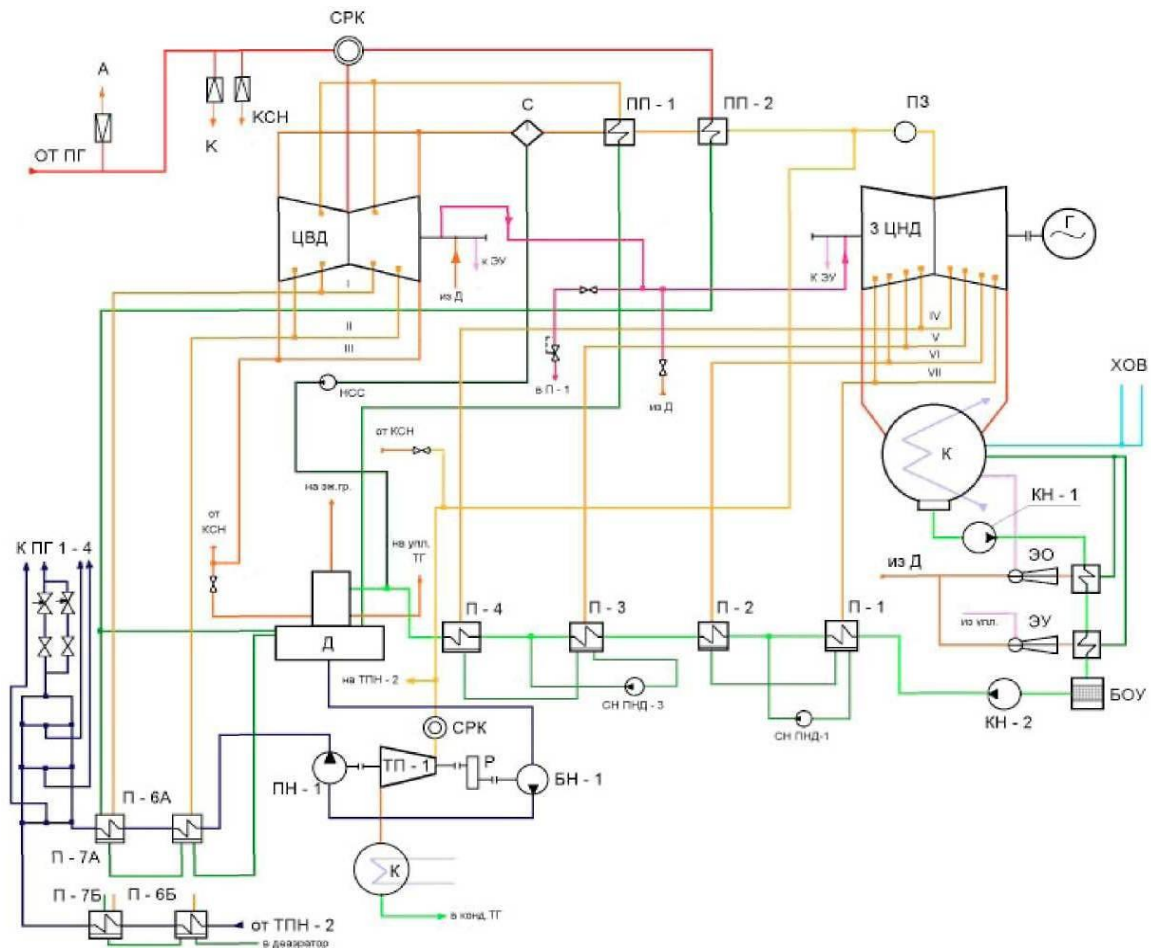


Рисунок 1.2 - Теплова схема турбоустановки с турбиною К-1000-60/1500-2

Насичена пара з парогенераторів з тиском 6,4 МПа і температурою 280 °С підводиться до чотирьох блоків стопорно-регулюючих клапанів (СРК), встановлених поряд з ЦВТ. Масова витрата пари від чотирьох парогенераторів через СРК на турбіну — 6154,2 т/ч. Кожен з блоків СРК включає в себе стопорний клапан, всередині якого розташований регулюючий клапан. Після регулюючих клапанів пар надходить до ЦВТ через два патрубку в нижній половині корпусу.

Відведення пари з ЦВТ при тиску 11,6 кгс/см<sup>2</sup> і вологості 12% здійснюється з чотирьох патрубків, розташованих в нижній половині корпусу. По чотирьох ресиверних трубах, пар направляється до чотирьох сепараторів-пароперегрівачів (СПП). Після сепарації вологи здійснюється двоступеневий перегрів пара (в I ступені - паром першого відбору з тиском



30,4 кгс/см<sup>2</sup> і температурою 233,5 °С, у II ступені - свіжим паром). Конденсат пари, що гріє СПП надходить в деаератори або підігрівачі високого тиску (ПВТ) для передачі його теплоти живильній воді. Сепарат скидається в підігрівач низького тиску (ПНТ).

Перегріта пара при параметрах 11,1 кгс/см<sup>2</sup> і 250 °С з кожного СПП по чотирьом ресиверних трубопроводах надходить в два ресивера. З цих ресиверів питаються три ЦНТ. Підведення пара до кожного ЦНТ здійснюється по двох трубопроводах. Безпосередньо на вході в ЦНТ встановлено стопорні поворотні заслінки.

Відпрацьований пар з ЦНТ направляється в конденсатори. З кожного ЦНТ пар надходить в свій конденсатор з охолоджувальною поверхнею 33160 м<sup>2</sup>. Витрата охолоджуючої води 169800 м<sup>3</sup>/год. Далі конденсат пари по регенеративної системі направляється через регенеративну систему до парогенераторів.

Регенеративна система турбоустановки складається з чотирьох ПНТ поверхневого типу, двох деаераторів і двох ПВТ.

*Висновок.* В даному розділі розглянута технологічна схема енергоблоку АЕС з описом основних компонентів першого та другого контуру.

## 2 ОПИС ОБ'ЄКТА УПРАВЛІННЯ

### 2.1 Призначення та склад ПМВ

Теплофікаційна установка призначена для підігріву мережевої води до заданої температури паром від нерегульованих відборів турбіни і виконана групової схемою підключення (всього 2 групи) з поперечними зв'язками. Кожна група забезпечує зняття теплофікаційного навантаження 100 Гкал/год при температурному графіку 70-130 °С.

Система підігріву мережевої води складається з:

- двох пікових підігрівачів (ППМВ);
- двох основних підігрівачів 2 ступеню (ПМВ-II);
- двох основних підігрівачів 1 ступеню (ПМВ-I);
- двох мережних насосів;
- двох конденсатних насосів;
- трубопроводів та арматури;
- ЗВТ;
- автоматичних швидкодіючих скидних пристроїв.

### 2.2 Опис технологічної схеми

Технологічна схема ПМВ приведена на рисунку 2.1.

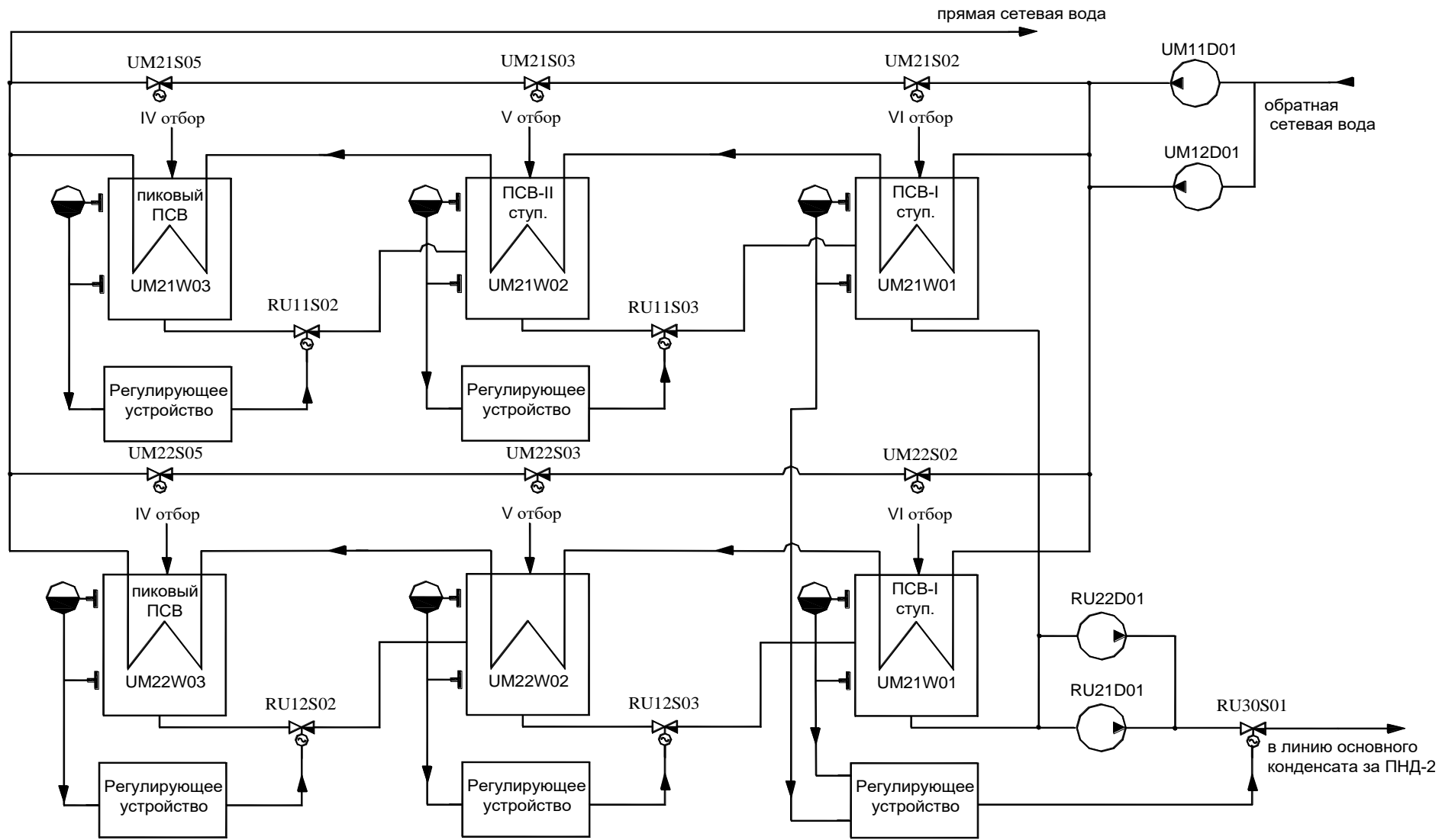


Рисунок 2.1 - Технологічна схема ПМВ

Зворотна мережева вода, пройшовши механічний фільтр, надходить на вхід мережевих насосів, якими через напірний колектор подається послідовно на ПМВ-I, II ступені, ППМВ і надходить в колектор прямої мережної води. Кожна група ПМВ, а також ППМВ (окремо) виконані такими, що відключаються по мережевій воді. Температура прямої мережевої води регулюється шляхом відведення частини її минаючи ПМВ (через байпас).

Гріючою парою для ПМВ-I, II ступені та ППМВ є пар VI, V і IV відборів турбіни відповідно, для ППМВ також передбачений підвід пари від КСН. Конденсат пари, що гріє ППМВ (при їх роботі) через ПМВ-II ступені каскадно відводиться в корпус ПМВ-I ступені і потім, через гідрозатвор (11 м), безпосередньо в конденсатор турбіни при задовільних показниках ВХР. Передбачено відведення КГП з ПМВ-I ступені конденсатними насосами в лінію основного конденсату між ПНТ-2 і ПНТ-3, при незадовільних показниках ВХР конденсат перекачується в трубопровід зливу конденсату.

Теплофікаційна установка оснащена системою захисту трубних систем ПМВ від термоопресовки, а також АШСП, призначеними для захисту трубопроводів мережевої води від хвиль підвищеного тиску (гідроударів). Захист здійснюється шляхом скидання середовища з трубопроводу зворотної мережної води в зливний циркуляційний водовод, в кількості, що забезпечує зниження на заданому рівні хвилі підвищеного тиску. ПМВ-I ступені і ПМВ-II ступені забезпечені запобіжними клапанами, розташованими на трубопроводах підведення пари до ПМВ.

Теплофікаційні установки всіх шести блоків з'єднані паралельно колектором, від якого живиться проммайданчик, місто і інші споживачі.

Теплофікаційна установка розташована в машзалі (рисунок 2.2):

- ПМВ-I встановлені на відмітці 0,0, ряду А - Б, вісь 8-9;
- ПМВ-II встановлені на відмітці 0.00, ряд А - Б, вісь 8-9;
- ППМВ встановлені на відмітці 0.00 м, ряд А - Б, вісь 9-10;
- мережеві насоси встановлені на відмітці 0.00 м, ряд Б - В, вісь 8.

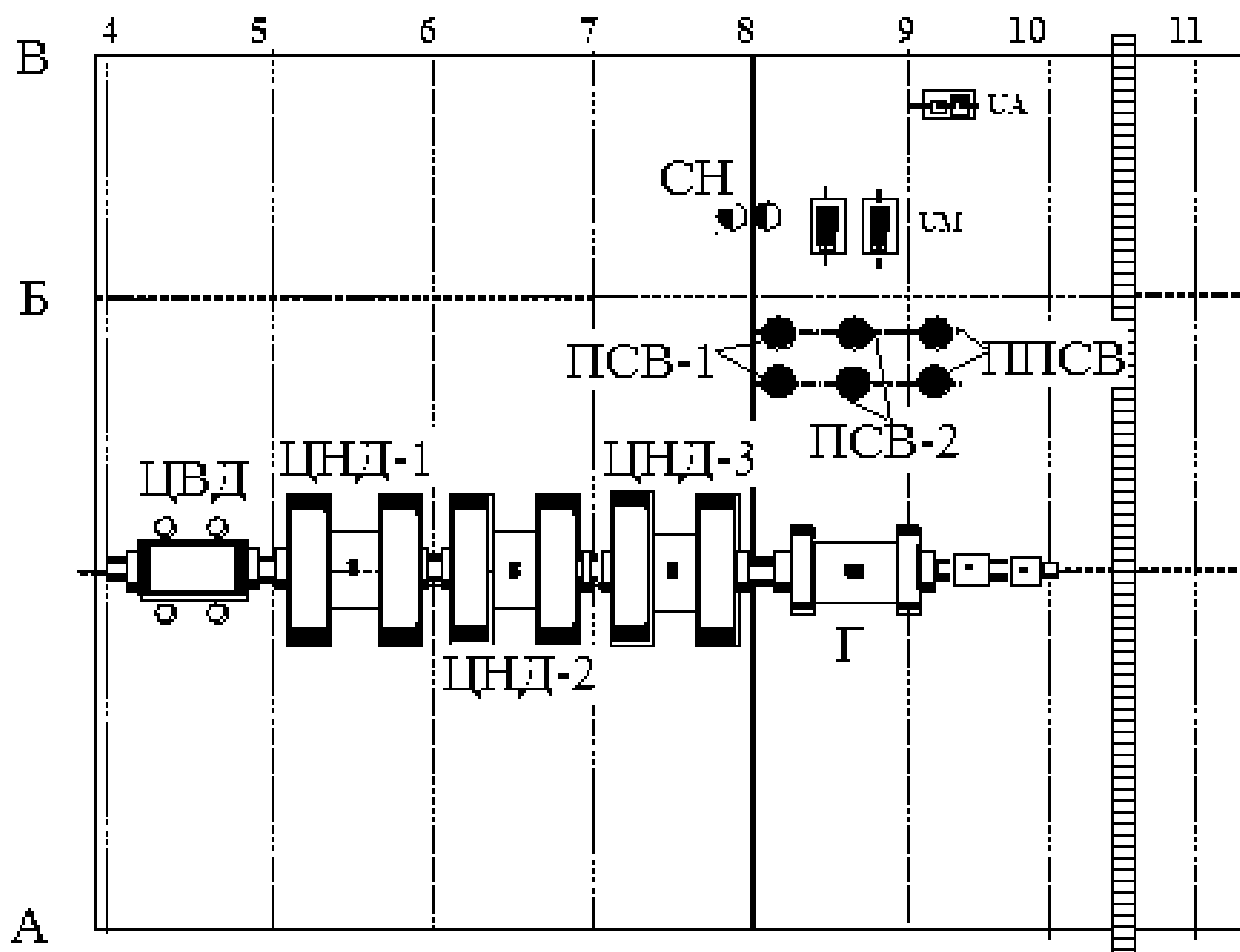
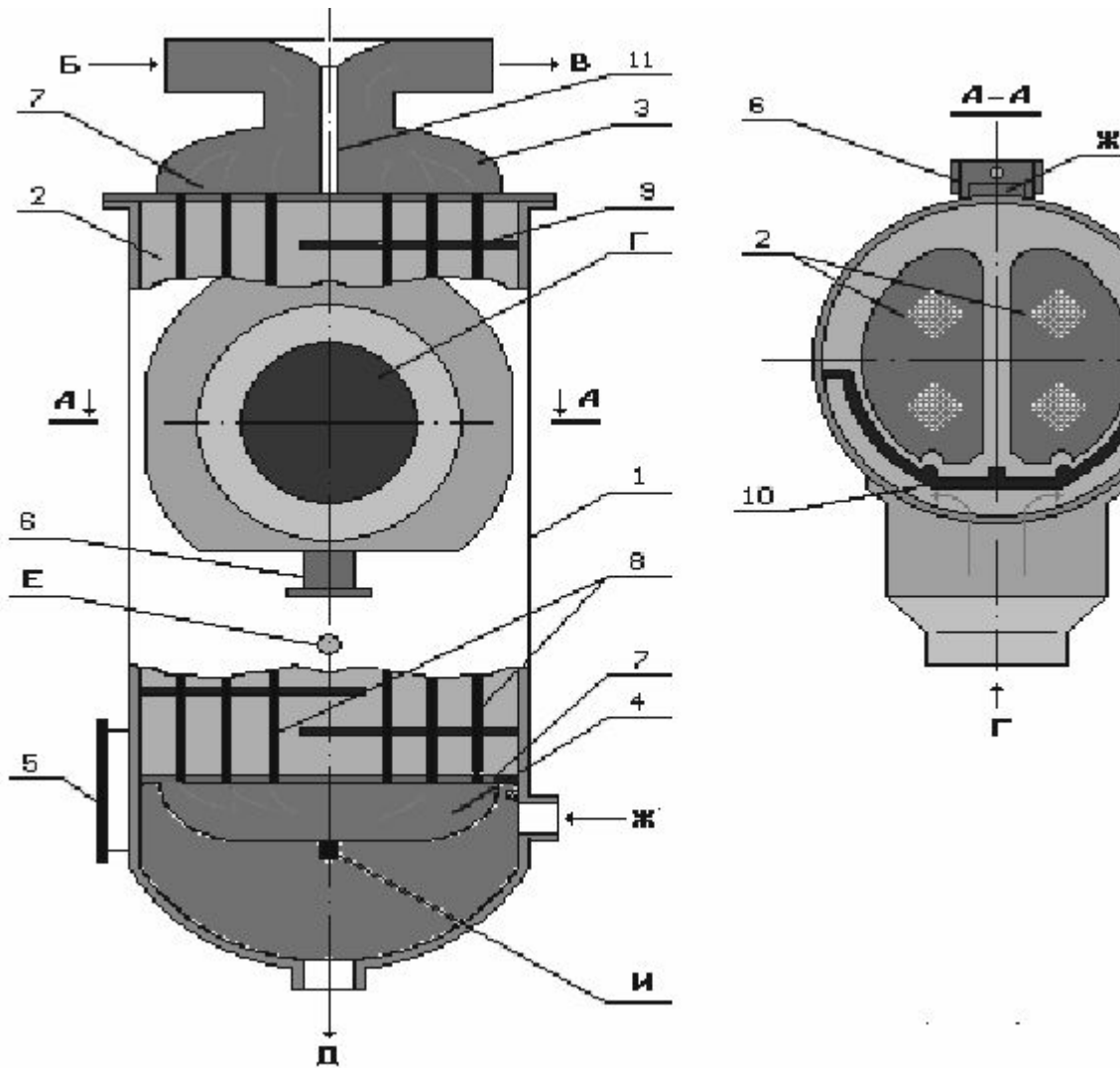


Рисунок 2.2 - Схема розміщення в машзалі основного обладнання системи підігріву мережевої води

Підігрівачі призначені для підігріву мережевої води до заданої температури паром від нерегульованих відборів турбіни. Влаштування ПМВ-I, ПМВ-II і ППМВ однакове. Зовнішній вигляд трубної системи підігрівача зображений на рисунку 2.3.



- 1 - корпус; 2 - трубна система; 3 - верхня водяна камера; 4 - нижня водяна камера; 5 - водовказівне скло; 6 - опори підігрівача; 7 - трубна дошка;
- 8 - каркас трубної системи; 9 - сегментні перегородки; 10 - відбійний щит;
- 11 - перегородки; Б - підведення мережної води; В - відведення мережної води;
- Г - патрубок підведення пари; Д - злив конденсату пари, що гріє;
- Е - відсмоктування пароповітряної суміші; Ж - конденсат пари, що гріє;
- И - дренаж мережної води.

Рисунок 2.3 - Підігрівач мережевої води

Корпус (1) підігрівача складається з циліндричної обичайки, до нижньої частини якої приварено штамповане еліптичне днище, всередині якого знаходиться нижня водяна камера (4), а до верхньої частини - фланець для з'єднання з трубною системою (2) і верхньої водяною камерою (3). У

верхній частині корпусу розташований патрубок підведення пари (Г), а нижче розташовується: патрубок підведення КГП з підігрівачів з більш високим тиском пари, що гріє (Ж), патрубок відсмоктування пароповітряної суміші (Е), муфти для під'єднання водовказівного скла (5), а також патрубки для під'єднання датчика регулятора рівня в корпусі. До еліптичному днищу приварений фланець для приєднання трубопроводу зливу КГП (Д).

Трубна система складається з двох трубних дошок (7), каркаса (8), прямих теплообмінних труб, кінці яких розвальцьовані в трубних дошках. Каркас трубної системи має поперечні сегментні перегородки (9), які направляють потік пари в корпусі і одночасно служать проміжними опорами для теплообмінних трубок. Для захисту теплообмінних трубок від розмивання потоком пара, проти паро підвідного патрубка встановлений відбійний щит.

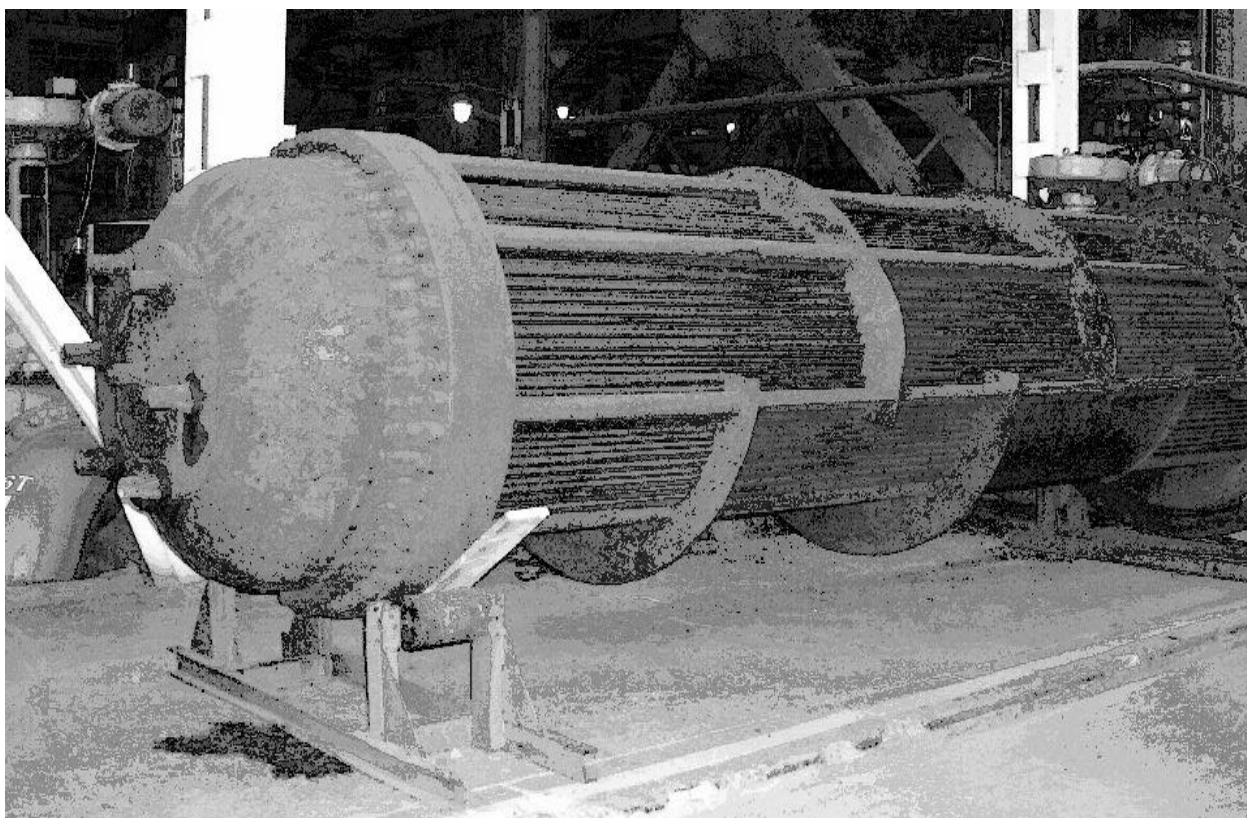


Рисунок 2.4 - Трубна частина підігрівача мережної води

Верхня водяна камера складається з циліндричної обичайки, до верхньої частини якої приварено штамповані еліптичне днище, а до нижньої частини приварений фланець для з'єднання з трубною системою і корпусом. Водяна камера забезпечена патрубками підведення (Б) і відведення (В) мережної води.

Внутрішній об'єм камери розділений перегородками (11) на відсіки, завдяки яким вода здійснює необхідну кількість ходів.

У підігрівачах мережева вода рухається по трубках, а гріючий пар через патрубок у верхній частині надходить в міжтрубний простір, в якому встановлені сегментні перегородки, що направляють рух парового потоку.

Неконденсуючі гази (повітря), що накопичуються в підігрівачах відводяться через штуцер в корпусі апарату. Технічні характеристики підігрівачів представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Технічні характеристики підігрівача мережної води

Найменування параметру	ПМВ-500-14-23, (ППМВ)	ПМВ-500-3-23, (ПМВ)
Поверхня нагріву, м <sup>2</sup>	500	500
Максимальний надлишковий робочий тиск в трубній системі, МПа	2,3	2,3
Максимальний надлишковий робочий тиск в корпусі, МПа	1,4	0,3
Температура води на вході, °С	70	70
Температура води на виході, °С	130	120
Пробний надлишковий тиск при огляді, МПа:		
- у трубній системі	3,1	3,05
- в паровому просторі	2,1	0,6
Витрата мережевої води, м <sup>3</sup> /год	1800	1150
Гідравлічний опір трубної системи при номінальній витраті води, м вод. ст	6,0	5,5
Обсяг трубної системи, м <sup>3</sup>	3,017	3,017
Обсяг парового простору, м <sup>3</sup>	8,342	8,342



Мережевий насос призначений для подачі зворотної мережної води на підігрівачі і потім транспортування її споживачам.

Електронасосний агрегат складається з насоса, фундаментної плити під насос, електродвигуна, сполучної муфти з огорожею і контрольно-вимірювальних приладів. Мережевий електронасос (тип СЕ-1250-140-11) відцентровий, горизонтальний, спірального типу, двоступінчастий, з робочими колесами двостороннього входу. Обв'язка насоса показана на рисунку 2.5.

Конструкція мережевого насоса показана на рисунку 2.6. Корпус насоса литий (2), чавунний, з полуспіральними підводами і спіральними відводами, має горизонтальний роз'єм. Вхідний (3) і напірний (4) патрубки насоса, розташовані горизонтально в нижній частині корпусу і спрямовані в протилежні сторони перпендикулярно осі обертання. Для підведення води від першої до другої ступені в корпусі передбачена перекладна труба (5). У верхній частині перекладної труби є отвір для випуску повітря, в нижній частині корпусу насоса - заглушені пробками отвори для зливу води з насоса.

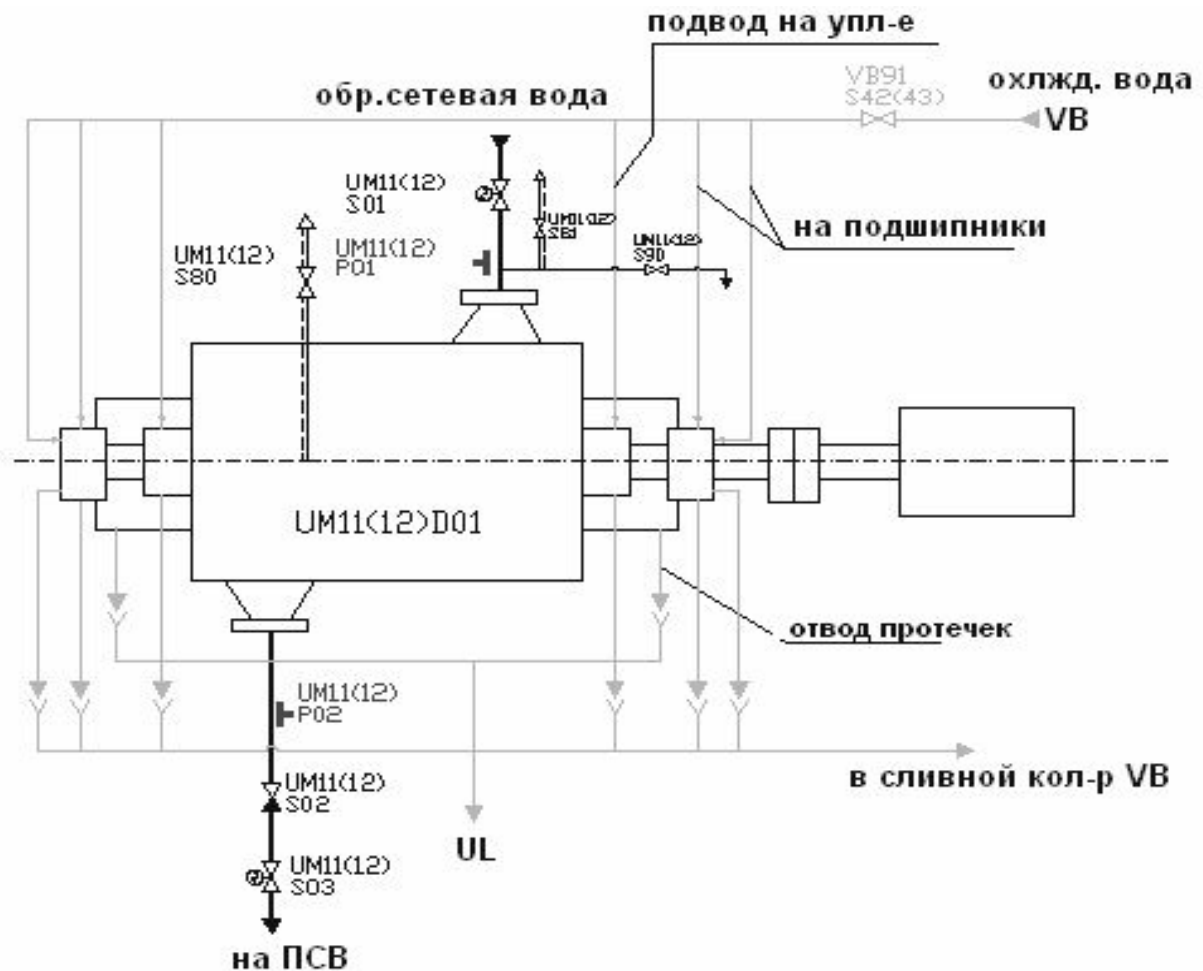


Рисунок 2.5 - Обв'язка мережевого насоса

Вал (6) виконаний з легованої сталі 40ХФА, робочі колеса першої (10) і другий (11) ступені - литі, чавунні, посаджені на вал по ковзної посадці, впираються в захисні втулки, які посаджені на вал по ковзної посадці і фіксуються в осьовому напрямку через втулки круглими гайками.

Для компенсації теплових розширень деталей ротора між ними передбачені теплові зазори - 0,2-0,5 мм. Ротор розвантажений від осьових зусиль застосуванням робочих коліс двостороннього входу.

Опорами ротора насоса служать підшипники кочення (7). Опорний підшипник з боку приводу - роликовий. Опорно-завзятий підшипник (8), що сприймає залишкові осьові зусилля, складається з двох радіально наполегливих шарикопідшипників. Змащування підшипників кільцеве. Для контролю над рівнем масла в камерах підшипників передбачені покажчики

рівня масла. У корпусах підшипників встановлені холодильники для водяного охолодження підшипників.

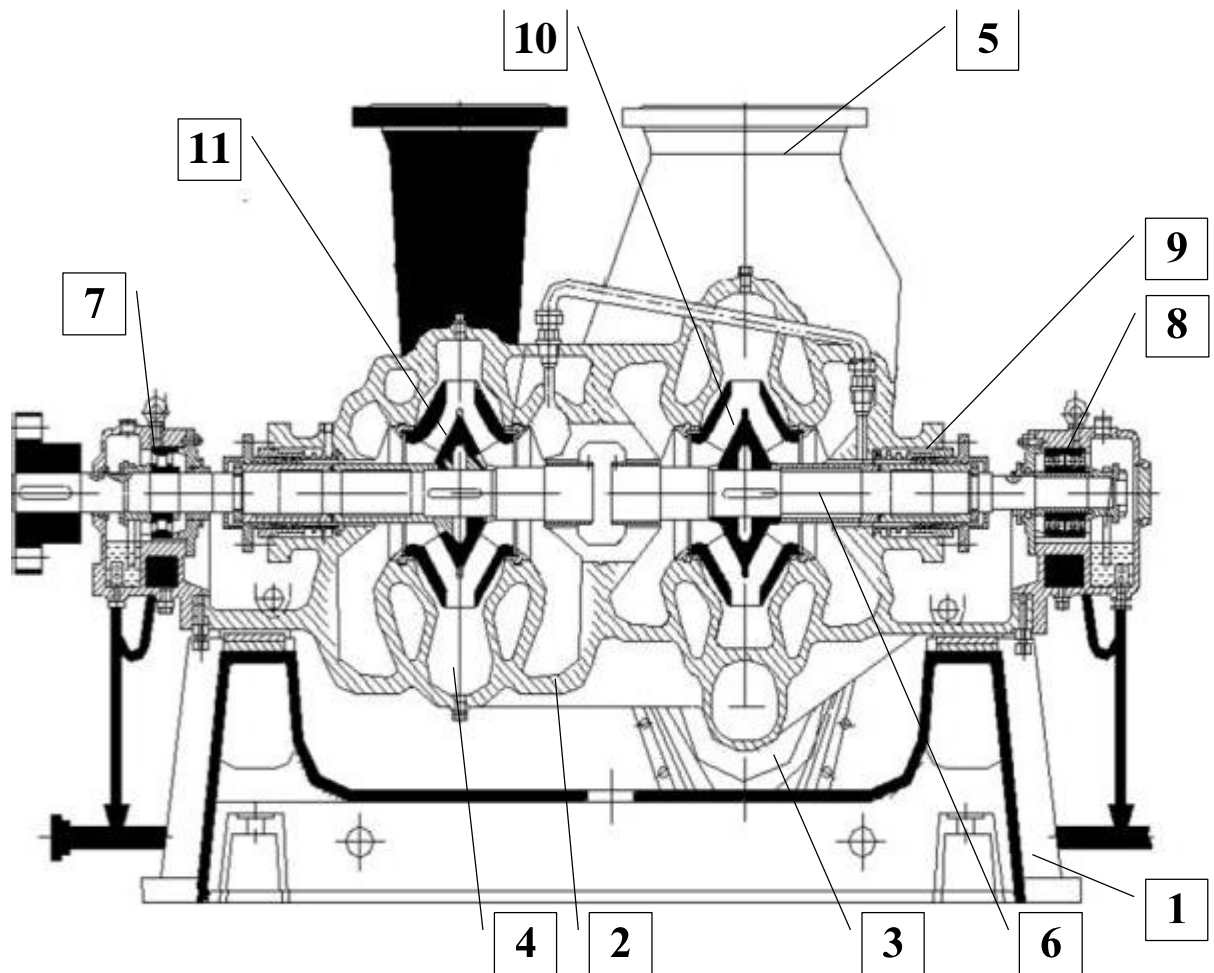


Рисунок 2.6 - Конструкція мережевого насоса (тип СЭ-1250-140-11)

Кінцеві ущільнення ротора (9) сальникового типу допускають тиск на вході до 1,1 МПа. Підводиться до сальника холодна вода від системи невідповідальних споживачів машзалу розділяється на два потоки. Один потік омиває зовні камеру сальника і надходить на злив, інший через ліхтарне кільце підводиться до набивання. Протікання через сальник збираються в кориті і зливаються через воронку в дренажний прямок машзалу. Конструкцією передбачено розвантаження сальника другого ступеня шляхом відведення води через розвантажувальну трубу в підвід I ступені. Плита насоса (1) - лита чавунна і при монтажі заливається бетоном. Насос встановлений на плиту лапами і кріпиться болтами. Для приводу насоса застосований асинхронний електродвигун з короткозамкненим

ротором. Насос і електродвигун з'єднуються за допомогою пружної втулочно-пальцевої муфти.

Технічні характеристики насоса і електродвигуна наведені в таблиці 2.2.

Напрямок обертання ротора за годинниковою стрілкою, якщо дивитися на насос з боку електродвигуна.

В якості кінцевих ущільнень застосовано самовстановлюючий ущільнюючий пристрій (рисунок 2.7), що включає в себе: нерухомий корпус (8); консоль (1), що ущільнюється в корпусі гумовими кільцями (2); рухливу сальникову коробку (3), що ущільнюється в консолі; ґрундбоксу (5), яка кріпиться до сальникової коробки за допомогою шпильок і гайок; сальникове набивання (4). Пристрій кріпиться до корпусу насоса за допомогою торцевого фланця (7) двома болтами. Між фланцем і рухомою сальниковою коробкою встановлено бронзове кільце (6).

Таблиця 2.2 - Технічні характеристики мережевого насоса і електродвигуна

Найменування параметру	Допустимі значення
Тип насосу	СЭ-1250-140-11
Продуктивність, м <sup>3</sup> /год	1250
Напір, м вод. ст	140
Частота обертання (синхронна), об/хв	1500
Допустимий кавітаційний запас, м вод. ст	не менше 7,5
Допустимий тиск води на вході, кгс/см <sup>2</sup>	не більше 11,0
Температура води, що перекачується, °С	не більше 180
Потужність насоса (при витраті -890 кг/м <sup>3</sup> ), кВт	518
Температура охолоджуючої води, °С	не більше 30
Загальна ефективне значення вібраційної швидкості, мм/с	не більше 7,0
Тип електродвигуна,	А4-400у-4УЗ
Напруга, В	6000
Потужність, кВт	630
Частота обертів, об/хв	1485
Номінальне струмове навантаження, А	73

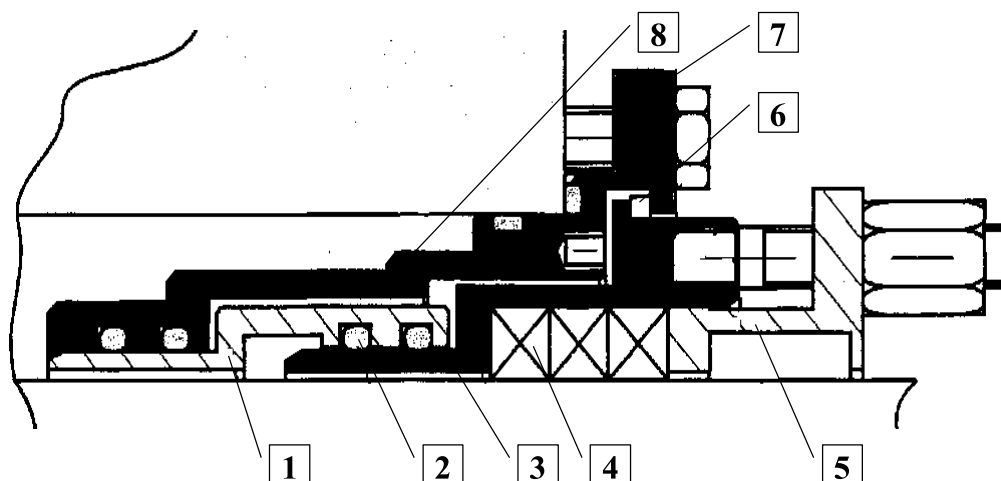


Рисунок 2.7 - Самовстановлюючий ущільнюючий пристрій

Суть конструкції полягає в тому, що ґрундбукса кріпиться за допомогою шпильок до рухомий в радіальному і осьовому напрямку сальникової коробці, причому всі гумові кільця на сальниковій коробці і консолі працюють як амортизатори. Биття вала сприймаються гумовими кільцями, а набивка працює при мінімальних контактних тисках з боку вала, що збільшує термін її служби. Ущільнення працює без охолодження корпусу насоса, тому подачі охолоджуючої води на сальникові камери не потрібно.

Насосний конденсаційний агрегат (рисунок 2.8) призначений для видалення з корпусу ПМВ конденсату пари, що гріє і подальшого перекачування його в лінію основного конденсату між ПНТ-2 і ПНТ-3, або при незадовільних показниках водно-хімічного режиму конденсат перекачується в напірний колектор насосів і далі в ББК. Технічні характеристики конденсатного насоса ПМВ наведені в таблиці 2.3.

Насосний конденсаційний агрегат складається з конденсатного насоса (2) і вертикального асинхронного електродвигуна (1) з короткозамкненим ротором, які з'єднані між собою за допомогою проміжного ліхтаря. Крутний момент від електродвигуна до ротора насоса передається через пружно-пальцеву муфту (3).

Конденсатні насоси типу КсВ 200-220 - центробіжні, двокорпусні,

вертикальні, п'яти ступінчасті, являють собою конструкцію з уніфікованими вузлами верхнього і нижнього підшипників і кінцевих ущільнень. Основними вузлами насоса є: зовнішній корпус, внутрішній корпус, ротор і підшипники.

Корпус зовнішній (7) - звареної конструкції, складається з приймального і напірного корпусів. До зовнішнього корпусу приварені вхідний і напірний патрубки. У приймальному корпусі насоса передбачено отвір для відводу пари в повітряний простір конденсатора при запуску і роботі насоса.

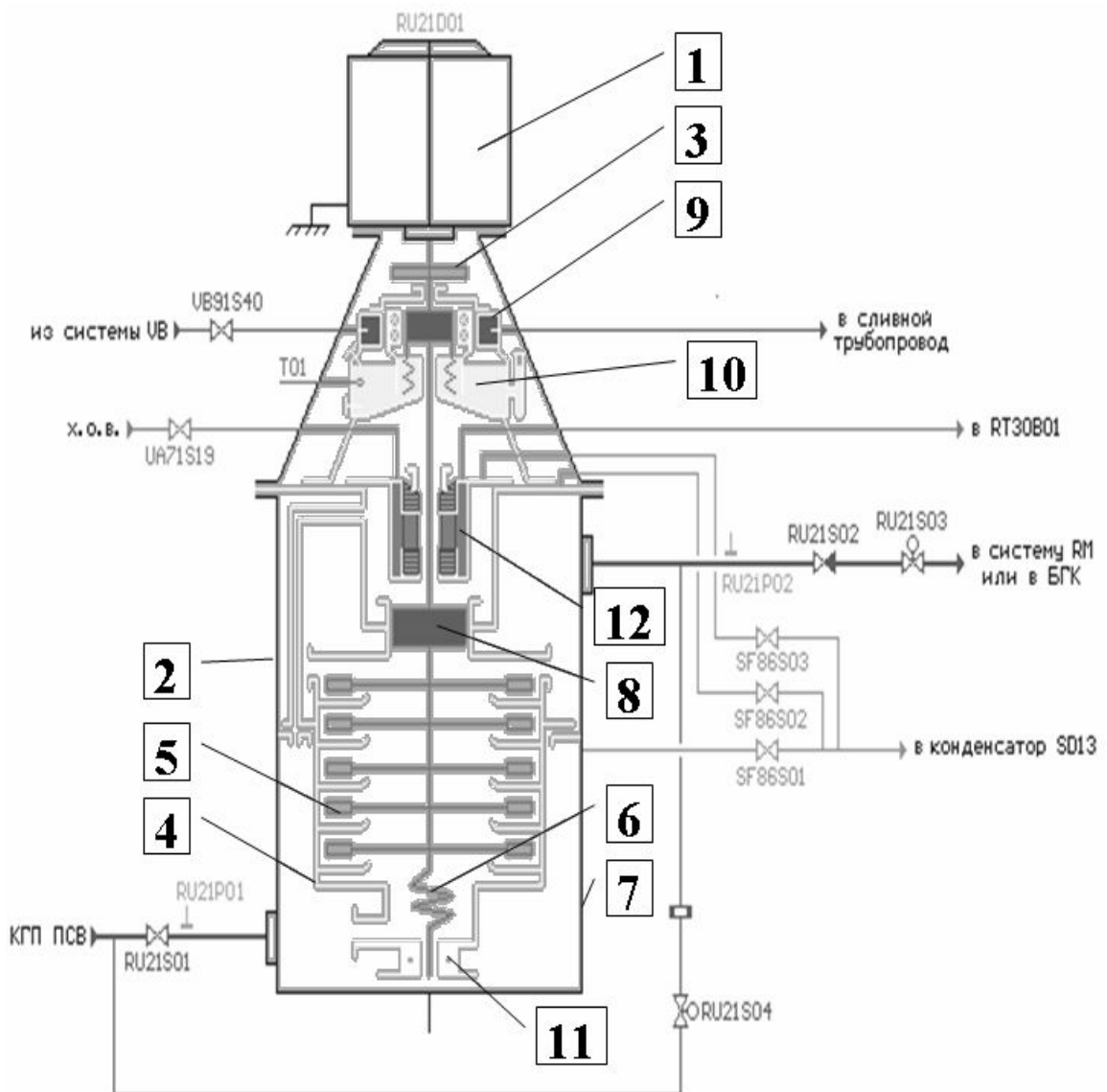


Рисунок 2.8 - Конструктивна схема конденсатного насоса ПМВ

Корпус внутрішній (4) складається з корпусу підведення, секцій з запресованими в них напрямними апаратами і напірної кришки. На внутрішньому корпусі змонтована розвантажувальна труба, яка служить для відводу протікання від барабана (8) і розвантаження ротора насоса від осової сили. У розточці напірної кришки встановлений корпус сальника.

Ротор насоса складається з вала і зібраних на ньому робочих коліс (5), захисних втулок, шпонок і гайок, які стягують і закріплюють деталі ротора. Для підвищення всмоктуючої здатності, перед колесом першого ступеня встановлено попередньо включене колесо (6). Опорами ротора насоса є: верхній опорно-упорний підшипник кочення (9) і нижній підшипник ковзання (11). Верхній підшипник фіксує положення ротора в насосі і сприймає залишкові осові зусилля, його мастило здійснюється з масляної ванни (10) за допомогою маслоподаючого гвинта. Для зливу забрудненої олії в нижній частині масляної ванни є отвір, який заглушений пробкою. Корпус опорно-упорного підшипника має водяне охолодження. Нижній підшипник ковзання насоса змащується конденсатом, що перекачується, що проходить через сітчастий фільтр.

Таблиця 2.3 - Технічні характеристики конденсатного насоса ПМВ

Найменування параметру	Допустимі значення
Тип насоса	КСВ 200-220
Продуктивність, м <sup>3</sup> /год	200
Напір, м вод. ст	220
Частота обертання (синхронна), об/хв	1480
Допустимий кавітаційний запас, м вод. ст.	не менше 2,0
Допустимий тиск води на вході, кгс/см <sup>2</sup>	не більше 10,0
Температура води, що перекачується, °С	не більше 125
Потужність насоса, кВт	164
Тип електродвигуна	АВ113-4
Напруга, В	6000
Потужність, кВт	250
Частота обертів, об/хв	1480
Номінальне струмове навантаження, А	29

Напрямок обертання ротора проти годинникової стрілки, якщо дивитися на насос з боку електродвигуна.

АШСП призначений для захисту обладнання і трубопроводів теплофікаційної установки від хвиль підвищеного тиску (гідродарів), (рисунок 2.9), складається з дренажного клапана і керуючого елемента.

Дренажний клапан (1), складається з основного (3) і допоміжного клапанів (4) з гідравлічними приводами. Герметичність клапанів в їх закритому положенні забезпечується м'якою посадкою на сідла золотників за допомогою напрямних (11,12).

Управління дренажним клапаном зводиться до подачі або скидання тиску мережної води на гідроприводі (6) допоміжного клапана. На гідропривід (5) основного клапана подається мережева вода від трубопроводу зворотної мережної води до засувки UM10S01. При наявності тиску на гідроприводах дренажний клапан знаходиться в закритому положенні. При скиданні тиску мережної води з гідроприводу допоміжного клапана останній відкривається тиском води знизу на золотник (10), здійснюючи, тим самим, скидання тиску з гідроприводу основного клапана і його відкриття тиском мережної води на золотник (9) з боку трубопроводу зворотної мережної води.



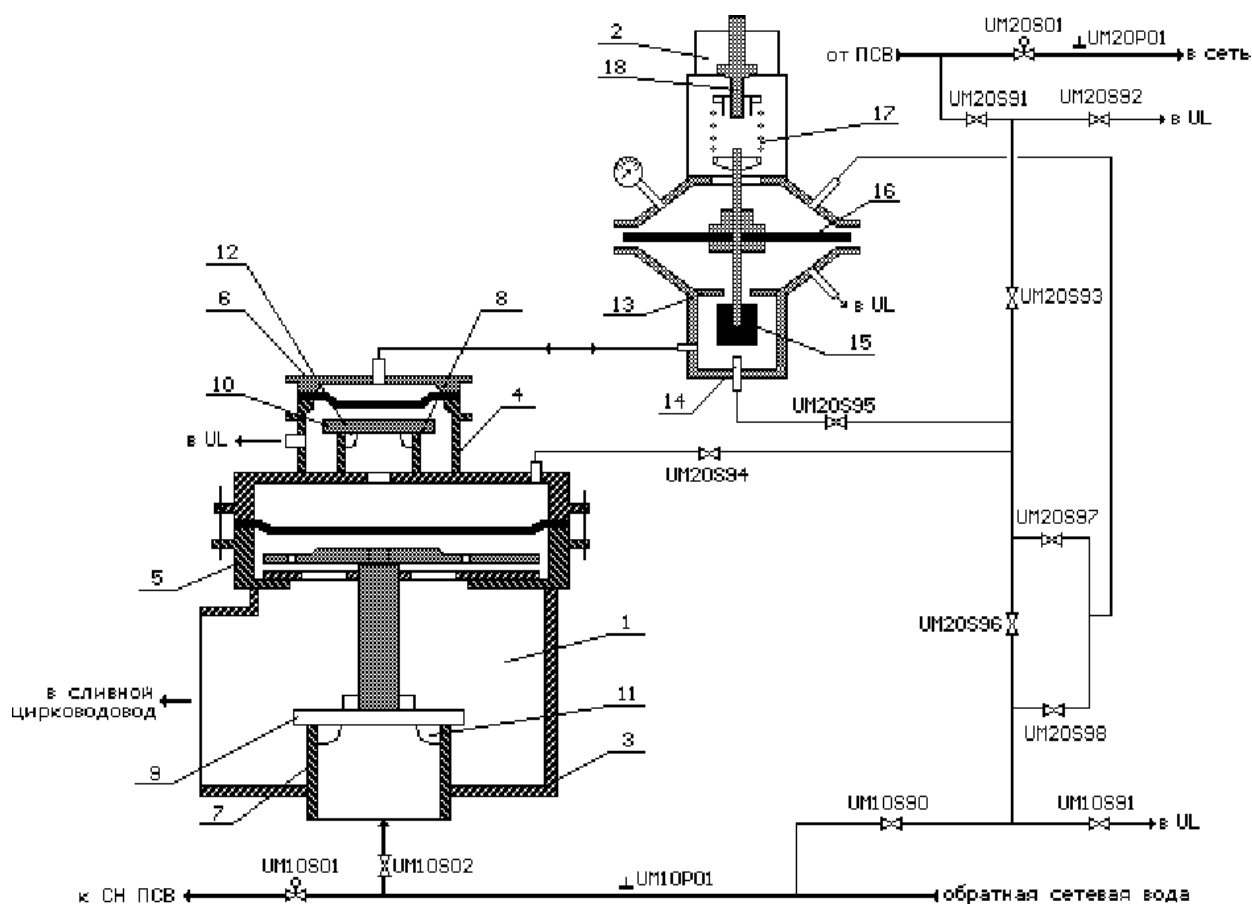


Рисунок 2.9 - Автоматичний швидкодіючий скидний пристрій

Гідравлічний принцип управління дренажним клапаном ґрунтується на застосуванні гідрореле (2). Гідрореле - триходовий імпульсний клапан Ду 5 мм з вимірювально-задаючим елементом, що складається з мембрани (16), яка задає пружини (17), настроювального гвинта (18) та зі штуцерами: входу робочої рідини, подачі на гідропривід дренажного клапана командного тиску води, імпульсу контрольованого тиску води, для манометра і дренажного клапану.

Працює скидний пристрій з гідрореле наступним чином. При підвищенні тиску зворотної мережної води порушується рівновага сил на вимірювально-заданому елементі гідрореле і золотник (15), жорстко пов'язаний з вимірювальною мембраною, переміщаючись вниз, перекриває робочу воду на сідлі (14) зв'язку з трубопроводом зворотної мережної води, відкриваючи одночасно зведений слив через сідло (15) з гідроприводу допоміжного клапана, що веде до скидання через нього тиску води з

гідроприводу основного клапана і відкриття останнього. При зниженні тиску мережної води в магістралі до номінального значення золотник гідрореле під впливом задає пружини (17) перекриває злив води через сідло (15) і відкриває через сідло (14) доступ робочої рідини на гідропривід допоміжного клапана, який закритися, і забезпечує закриття основного.

Технічні характеристики дренажного клапана АШСП наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 - Технічні характеристики дренажного клапана АШСП

Найменування параметру	Допустимі значення
Робоче середовище	мережева вода
Температура робочого середовища, не більше, °С	95
Діапазон зміни командного тиску на гідравлічному приводі, кгс/см <sup>2</sup>	від 1 до 10
Температура навколишнього середовища, °С	від 0 до 60
Час спрацювання, не більше, с	1,0
Діаметр умовного проходу, мм	300
Умовний тиск, не більше, кгс/см <sup>2</sup>	16
Коефіцієнт пропускної здатності, м <sup>3</sup> /год	1000
Перерегулююче протікання через закритий клапан, %	0,0

*Висновок.* В даному розділі описано основне обладнання ПМВ, як об'єкта регулювання та визначені технічні характеристики, які потрібні для регулювання параметрів ПМВ.

### 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИНЦИПІВ УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ ПІДГРІВАННЯ МЕРЕЖЕВОЇ ВОДИ

#### 3.1 Обсяг теплотехнічного контролю

Обсяг теплотехнічного контролю наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Обсяг теплотехнічного контролю ПМВ

Контрольований параметр	Ед. вим.	Ідентифікатор ЗВТ	Допустимі значення	Місце контролю		
				По місцю	МЩК	КОС
Температура зворотної мережної води на вході в ОП	°C	UM10T01	46-80	-	+	-
Температура мережної води перед ПМВ UM21W01	°C	UM21T08	46-80	-	-	+
Температура мережної води перед ПМВ UM22W01	°C	UM22T08	46-80	-	-	+
Температура мережної води після ПМВ UM21W01	°C	UM21T09	80-86	-	-	+
Температура мережної води після ПМВ UM22W01	°C	UM22T09	80-86	-	-	+
Температура мережної води перед ПМВ UM21W02	°C	UM21T10	80-86	-	-	+
Температура мережної води перед ПМВ UM22W02	°C	UM22T10	80-86	-	-	+
Температура мережної води після ПМВ UM21W02	°C	UM21T11	80-124	-	-	+
Температура мережної води після ПМВ UM22W02	°C	UM22T11	80-124	-	-	+
Температура мережної води перед піковими ПМВ UM21W03 UM22W03	°C	UM21T12 UM22T12	80-124	- -	- -	+ +

Контрольований параметр	Ед. вим.	Ідентифікатор ЗВТ	Допустимі значення	Місце контролю		
				По місцю	МЩК	КОС
Температура мережевої води після пікового ПМВ: UM21W03 UM22W03	°C	UM21T13 UM22T13	80-130	- -	- -	+ +
Температура мережевої води після засувки UM21S05: UM22S05:	°C	UM21T14,15 UM22T14,15	80-130	- -	+ +	- -
Температура мережевої води на виході з ПМВ групи А: ПМВ групи Б:	°C	UM21T17 UM22T17	80-130	- -	+ +	- -
Температура мережевої води на виході з теплофікаційної установки	°C	UM20T01	80-130	-	+	-
Температура КГП ПМВ після КН ПМВ	°C	RU30T01 RU30T02	80-125	- -	+ -	- +
Тиск зворотної мережної води до засувки UM10S01	кгс/см <sup>2</sup>	UM10P01B1 UM10P01B3	1,0-4,0 1,0-4,0	- +	+ -	БЩК -
Тиск зворотної мережної води до фільтра UM10N01	кгс/см <sup>2</sup>	UM10P02B1	1,0-4,0	+	-	-
Тиск зворотної мережної води після фільтра UM10N01	кгс/см <sup>2</sup>	UM10P03B1	1,0-4,0	+	-	-
Тиск мережної води на вході насоса: UM11D01 UM12D01	кгс/см <sup>2</sup>	UM11P01B1 UM12P01B1	1,0-4,0	+ +	- -	- -
Тиск мережної води на виході насоса: UM11D01	кгс/см <sup>2</sup>	UM11P02B1	15,0-18,5	+	-	-

Контрольований параметр	Ед. вим.	Ідентифікатор ЗВТ	Допустимі значення	Місце контролю		
				По місцю	МЩК	КОС
UM12D01		UM12P02B1		+	-	-
Тиск мережної води після ОП	кгс/см <sup>2</sup>	UM13P01	15,0-18,0	+	-	-
Тиск мережної води після засувки: UM21S07 UM22S07	кгс/см <sup>2</sup>	UM21P01B1 UM22P01B1	14,0-16,0	+	-	-
Тиск мережної води після засувки UM20S01	кгс/см <sup>2</sup>	UM20P01B1	7,0-14,0	+	+	+
Тиск пари, що гріє до ПМВ-I ст. UM21,22W01	кгс/см <sup>2</sup>	RH63P01B1, RH63P02B1 RH63P03B1	0,7-0,8 (абс.)	+	-	+
Тиск пари, що гріє до ПМВ-II ст. UM21,22W02	кгс/см <sup>2</sup>	RH52P01B1, RH52P03B1 RH52P04B1	2,0-2,5	+	-	+
Тиск пари, що гріє до ППМВ UM21,22W03	кгс/см <sup>2</sup>	RH42P01B1, RH42P03B1 RH42P04B1	4,9-11,0	+	-	+
Тиск КГП на вході насоса: RU21D01 RU22D01	кгс/см <sup>2</sup>	RU21P01B1 RU22P01B1	1,0-5,0 1,0-5,0	+	-	-
Тиск КГП на виході насоса: RU21D01 RU22D01	кгс/см <sup>2</sup>	RU21P02B1 RU22P02B1	20,0-24,0 20,0-24,0	+	-	-
Тиск КГП ПМВ після РК RU30S01	кгс/см <sup>2</sup>	RU30P01B1	14,0±0,5	+	-	-
Перепад тисків мережної води і пари, що гріє перед ПМВ-2ст UM21,22W02	кгс/см <sup>2</sup>	RH52P02B1	5,0-12,0	-	+	-
Перепад тисків мережної	кгс/см <sup>2</sup>	RH42P02B1	5,0-12,0	-	+	-

Контрольований параметр	Ед. вим.	Ідентифікатор ЗВТ	Допустимі значення	Місце контролю		
				По місцю	МЦК	КОС
води і пари, що гріє перед ППМВ UM21,22W03						
Витрата мережної води через ПМВ групи "А"	м <sup>3</sup> /год	UM21F01B1 UM21F01B2	450-1250	- -	+ +	- -
Витрата мережної води через ПМВ групи "Б"	м <sup>3</sup> /год	UM22F01B1 UM22F01B2	450-1250	- -	+ +	- -
Витрата КГП через КН ПМВ: RU21D01 RU22D01	м <sup>3</sup> /год	RU21F01B1	75-200	-	+	-
		RU22F01B1	75-200	-	+	-
Рівень КГП в корпусах: UM21W01 UM22W01 UM21W02 UM22W02 UM21W03 UM22W03	мм	UM21L04B1	500±100	+	+	-
		UM22L04B1		+	+	-
		UM21L05B1		+	+	-
		UM22L05B1		+	+	-
		UM21L06B1		+	+	-
		UM22L06B1		+	+	-

### 3.2 Технологічний захист, блокування і сигналізація

Зниження перепаду тиску між тиском пари до ПМВ-II ст. (ППМВ) і тиском прямої мережевої води (установка - 1,0 кгс/см<sup>2</sup>). Відбувається відключення теплофікаційної установки, на МЦК працює попереджувальна світлова та звукова сигналізація «Тиск що гріє пара на ПМВ-II ст. (ППМВ) вище тиску мережної води», на БЦК працює світлова та звукова сигналізація «Виклик на МЦК ПМВ», «Перепад тиску «пар до ПМВ - мережева вода» низький») і виконуються наступні операції:

Закриваються засувки UM21,22S01 на трубопроводі входу мережевої води на ПМВ групи А, Б.

Закривається засувка UM20S01 на трубопроводі виходу мережевої води

з теплофікаційної установки.

Закриваються засувки подачі пари на ПМВ групи А, Б: RH42S04,05; RH52S02,05; RH63S02,03.

Відключаються, з заборною АВР, конденсатні насоси RU21,22D01.

Після відключення будь-якого КН ПМВ закривається засувка RU20S01 на перемичці по КГП ПМВ (блокування вводиться при включенні обох КН ПМВ).

Після відключення відповідного КН ПМВ відкривається відповідна засувка RU23,24S01 на сливі КГП ПМВ в конденсатор (при відсутності заборони гарячих скидів в конденсатор).

Підвищення рівня КГП в будь-якому корпусі ПМВ-I ступені А (Б) до 1400 мм (II межа).

Відбувається відключення теплофікаційної установки, на МЦК працює світлова та звукова сигналізація «Високий рівень в ПМВ-I ступені 1 (2) група II межа», на БЦК працює світлова та звукова сигналізація «Виклик на МЦК ПМВ» і виконуються наступні операції:

Закриваються засувки UM21,22S01 на трубопроводі входу мережевої води на ПМВ групи А, Б.

Закривається засувка UM20S01 на трубопроводі виходу мережевої води від теплофікаційної установки.

Закриваються засувки подачі пари на ПМВ групи А, Б: RH42S04,05; RH52S02,05; RH63S02,03.

Відключаються, з заборною АВР, конденсатні насоси RU21,22D01.

Після відключення будь-якого КН ПМВ закривається засувка RU20S01 на перемичці по КГП ПМВ (блокування вводиться при включенні обох КН ПМВ). Після відключення відповідного КН ПМВ відкривається відповідна засувка RU23,24S01 на сливі КГП ПМВ в конденсатор (при відсутності заборони гарячих скидів в конденсатор).

Підвищення рівня КГП в будь-якому корпусі ПМВ-II ступені А (Б) до II межі (1550 мм). Відбувається відключення відповідної групи ПМВ. На

МЩК працює попереджувальна світлова та звукова сигналізація «Високий рівень в ПМВ-II ступеня 1 (2) група II межа», на БЩК працює світлова та звукова сигналізація «Виклик на МЩК ПМВ» і виконуються наступні операції:

Закриваються засувки UM21S01,07 (UM22S01,07) входу/виходу мережевої води на/від ПМВ групи А (Б).

Закриваються засувки подачі пари на ПМВ групи А (Б): RH42S04; RH52S02; RH63S02; (RH42S05; RH52S05; RH63S03).

Після закриття засувки UM21 (22) S01 і закритою UM22 (21) S01, а також за фактом спрацювання захисту по підвищенню рівня в корпусах ПМВ-II ступені А і Б до II межі (1550 мм), відключаються мережеві насоси UM11,12D01.

Підвищення рівня КГП в будь-якому корпусі ППМВ А (Б) до II межі (1550 мм). Відбувається відключення відповідного ППМВ групи А (Б). На МЩК працює попереджувальна світлова та звукова сигналізація «Високий рівень в ППМВ 1 (2) група II межа», на БЩК працює загальна попереджувальна світлова та звукова сигналізація «Виклик на МЩК ПМВ» і виконуються наступні операції:

Закриваються засувки UM21S04,06 (UM22S04,06) на вході і виході мережної води до ППМВ групи А (Б).

Закриваються засувки RH42S04 (RH42S05) на підводі пари, що гріє до ППМВ групи А (Б).

Закривається засувка RU11S01 (RU12S01) на сливі КГП ППМВ.

Відключається регулятор RU11 (12) C02 від регулюючого клапана RU11 (12) S02 на трубопроводі зливу КГП ППМВ.

Мережеві насоси UM11,12D01 відключаються з БЩК, МЩК, за місцем (аварійною кнопкою), а також автоматично при підвищенні рівня в будь-якому корпусі ПМВ-I ступені А (Б) до II межі (1400 мм), при зниженні перепаду «гріючий пар до ПМВ-II ст. (ППМВ) - «пряма мережева вода» менше  $1,0 \text{ кгс/см}^2$ , також за фактом спрацювання захисту по підвищенню



рівня в корпусах ПМВ-II ступені А і Б до II межі (1550 мм).

Блокування насосів RU21,22D01 і засувок RU23,24S01; RU21,22S04.

При зниженні тиску на виході працюючого насоса RU21 (22) D01 до  $19,0 \text{ кгс/см}^2$  (введення блокування: робочий насос включений і тиск на виході -  $20,0 \text{ кгс/см}^2$ ) або при відключенні електродвигуна працюючого насоса автоматично включається в роботу резервний насос RU22 (21) D01. На МЦК працює попереджувальна світлова та звукова сигналізація «АВР конденсатних насосів», на БЦК працює загальна попереджувальна світлова та звукова сигналізація «Виклик на МЦК ПМВ».

При зниженні рівня КГП в корпусі ПМВ-I ступені А (Б) до 400 мм автоматично відключається КН ПМВ відповідної групи з заборонаю АВР. На МЦК працює попереджувальна світлова та звукова сигналізація «Низький рівень в ПМВ-I ступені 1 (2) група», на БЦК працює загальна попереджувальна світлова та звукова сигналізація «Виклик на МЦК ПМВ».

При відключенні одного з двох паралельно працюючих КН ПМВ, відкривається відповідна засувка RU23 (24) S01 на сливі КГП в конденсатор (при відсутності заборони гарячих скидів в конденсатор) і закривається засувка RU20S01 на перемичці по КГП.

При включенні в роботу насоса RU21 (22) D01 автоматично відкривається засувка RU21 (22) S04 на лінії рециркуляції працюючого насоса. При збільшенні витрати на виході працюючого насоса RU21 (22) D01 до  $70,0 \text{ т/ч}$  засувка RU21 (22) S04 автоматично закривається.

При зниженні витрати на виході працюючого насоса RU21 (22) D01 до  $50,0 \text{ т/ч}$ , засувка RU21 (22) S04 автоматично відкривається. На МЦК працює попереджувальна світлова та звукова сигналізація «Низька витрата конденсату за КН RU21 (22) D01», на БЦК працює загальна попереджувальна світлова та звукова сигналізація «Виклик на МЦК ПМВ».

При відключенні працюючого насоса RU21 (22) D01 і неключені резервного насоса RU22 (21) D01 автоматично відкривається засувка RU23 (24) S01.

При підвищенні питомої електропровідності КГП ПМВ в напірному трубопроводі КН ПМВ до 2,0 мкСм/см і відсутності заборони гарячих скидів в конденсатор головної турбіни - автоматично відкриваються засувки RU23,24S01, і після відкриття будь-якої з них закривається RU32S01.

**Примітка.** При наявності заборони гарячих скидів в конденсатор - відкривається засувка RU31S01 і після її відкриття - закривається засувка RU32S01. На МЦК працює попереджувальна світлова та звукова сигналізація «Високий вміст солі КГП ПМВ», на БЦК працює загальна попереджувальна світлова та звукова сигналізація «Виклик на МЦК ПМВ».

Засувки RU23,24S01 на трубопроводі зливу КГП ПМВ в конденсатор турбіни і засувка SF20S01 на трубопроводі відсмоктування пароповітряної суміші з ПМВ в конденсатор турбіни автоматично закриваються із заборною їх відкриття при надходженні сигналу на заборону скидів гарячої середовища в конденсатор турбіни.

При підвищенні об'ємної активності прямої мережевої води до  $1,8 \times 10^5$  Бк/м<sup>3</sup>, на БЦК спрацьовує попереджувальна звукова і світлова сигналізація «Активність мережної води висока» - панель РВ, табло 89. Блінкер на панелі НУ, табло 1 знаходиться в резерві. При зниженні тиску зворотної мережної води до 1,0 кгс/см<sup>2</sup> працює попереджувальна звукова і світлова сигналізація на БЦК (панель НУ, табло 5, «Зниження тиску зворотної мережної води»).

При підвищенні рівня конденсату в корпусі ПМВ-І ступені А (Б) до 1200 мм, подається сигнал на МЦК - «Високий рівень в ПМВ-І ступені групи А (Б) І межа», подається сигнал на БЦК - «Виклик на МЦК ПМВ ».

При підвищенні рівня в корпусі ПМВ-ІІ ступеня (ППМВ) групи А (Б) до 1400 мм, подається сигнал на МЦК - «Високий рівень в ПМВ-ІІ ступені (ППМВ) група А (Б) І межа», подається сигнал на БЦК - «Виклик на МЦК ПМВ».

Засувка RQ32S01 на трубопроводі подачі пари від КВП до ППМВ автоматично закривається з заборною відкриття, при відключенні генератора від мережі і розвантаження турбіни до власних потреб (алгоритм

роботи захисту по відключенню ВНВ-750 з перекладом блоку на власні потреби і підвищення (зниження) частоти в мережі з переходом блоку на власні потреби). Засувка RH42S02 на трубопроводі подачі пари, що гріє від IV відбору ТГ на ППМВ автоматично закривається при відкритті засувки RQ32S01.

На ПМВ-I, II ступеня і ППМВ передбачений захист трубних систем від термоопресовки. При знаходженні ПМВ в відключеному стані по мережевій воді і що гріє пару, але із заповненою трубою системою, в разі пропуску парових засувок (або помилкового їх відкриття) відбувається нагрів мережної води в трубній системі ПМВ з подальшим підвищенням її тиску. Для захисту трубних систем від термоопресовки встановлені запобіжні клапани на трубопроводах входу мережевої води в ПМВ-I ступені, ППМВ.

Запобіжні клапани RH52S03,04,06,07 захисту корпусів ПМВ-II ступені налаштовані на спрацьовування при підвищенні тиску пари до 3,5 кгс/см<sup>2</sup>, запобіжні клапани RH63S04,05 захисту корпусів ПМВ-I ступені налаштовані на спрацьовування при підвищенні тиску пари до 1,2 кгс/см<sup>2</sup>.

### 3.3 Автоматичне регулювання технологічних параметрів

Регулятор рівня в піковому ПМВ групи А (Б) RU11C02 (RU12C02)

Регулятор призначений для підтримки заданого значення рівня конденсату гріючий пари в піковому ПМВ групи А (Б) у всіх експлуатаційних режимах енергоблоку впливом на РК RU11S02 (RU12S02), який встановлений на відводі конденсату в ПМВ II-го ступеня.

Регулятор рівня в ПМВ II-го ступеня групи А (Б) RU11C03 (RU12C03)

Регулятор призначений для підтримки заданого значення рівня конденсату гріючий пари в ПМВ II-го ступеня групи А (Б) у всіх експлуатаційних режимах енергоблоку впливом на регулюючий клапан RU11S03 (RU12S03), який встановлений на відводі конденсату в ПМВ I-го ступеня.

Регулятор максимального рівня в ПМВ I-го ступеня RU30C01

Регулятор призначений для підтримки заданого значення рівня конденсату гріючої пари в ПМВ I-го ступеня групи А і Б у всіх експлуатаційних режимах енергоблоку впливом на РК RU30S01, який встановлений на відводі в лінію основного конденсату за ПНТ-2.

Регулятор температури мережевої води UM21C05 (UM22C05).

Регулятор призначений для підтримки заданого значення температури мережевої води у всіх експлуатаційних режимах енергоблоку впливом на регулюючий клапан UM21S05 (UM22S05) відведенням частини холодної води по байпасу пікового ПМВ або впливом на регулюючий клапан UM21S03 (UM22S03) і відведенням частини холодної води по байпасу ПМВ II-ої ступені.

### 3.4 Регулятори, керовані з МЦК

Регулятори температури UM21,22C03,05 мережевої води призначені для підтримки заданого значення температури мережевої води за ПМВ впливом на регулюючу арматуру UM21,22S03,05 на байпасі ПМВ. Завдання визначається навантаженням тепломережі.

При відключених по пару ППМВ UM21,22W03 регулювання значень температури мережевої води здійснюється впливом на арматуру UM21,22S03 на байпасі ПМВ-II ступеня. При цьому арматура UM21,22S05 знаходиться у відкритому положенні і виконує функцію регуляторів витрати мережної води за групою ПМВ «А (Б)». Блокування на електроприводи арматури не впливають.

Арматура UM21,22S03,05 експлуатується тільки в режимі дистанційного керування. Арматура UM21,22S02 не має регулюючих пристроїв і температура мережної води за ПМВ-I ступені може регулюватися тільки в режимі дистанційного керування.

Регулювання рівня КГП в корпусі ППМВ проводиться регулюючими

клапанами RU11 (12) S02. Регулятори призначені для підтримки заданого значення (500 мм) рівня КГП в ППМВ зміною витрати зливу конденсату в корпус ПМВ-II ступеня через клапан RU11 (12) S02.

Регулювання рівня КГП в корпусі ПМВ-II ступені проводиться регулюючими клапанами RU11 (12) S03. Регулятори призначені для підтримки заданого значення (500 мм) рівня КГП в ПМВ зміною витрати зливу конденсату в корпус ПМВ-I ступені через клапан RU11 (12) S03.

Регулювання рівня КГП в корпусах ПМВ-I ступені проводиться регулюючим клапаном RU30S01, за допомогою зміни витрати конденсату через RU30S01, при роботі конденсатних насосів RU21 (22) D01. Задане значення рівня - 500 мм.

Блокування, на всі перераховані вище регулятори – не впливають.

*Висновок.* В даному розділі описаний обсяг теплотехнічного контролю, технологічний захист, блокування і сигналізація, обрані регулятори для стабільного підтримання теплотехнічних характеристик об'єкта регулювання теплофікаційної установки.

## 4 ДОСЛІДЖЕННЯ І РОЗРОБКА РЕГУЛЯТОРІВ

## 4.1 Регулюючий клапан

Конструктивне виконання регулюючого клапана представлено на рисунку 4.1.

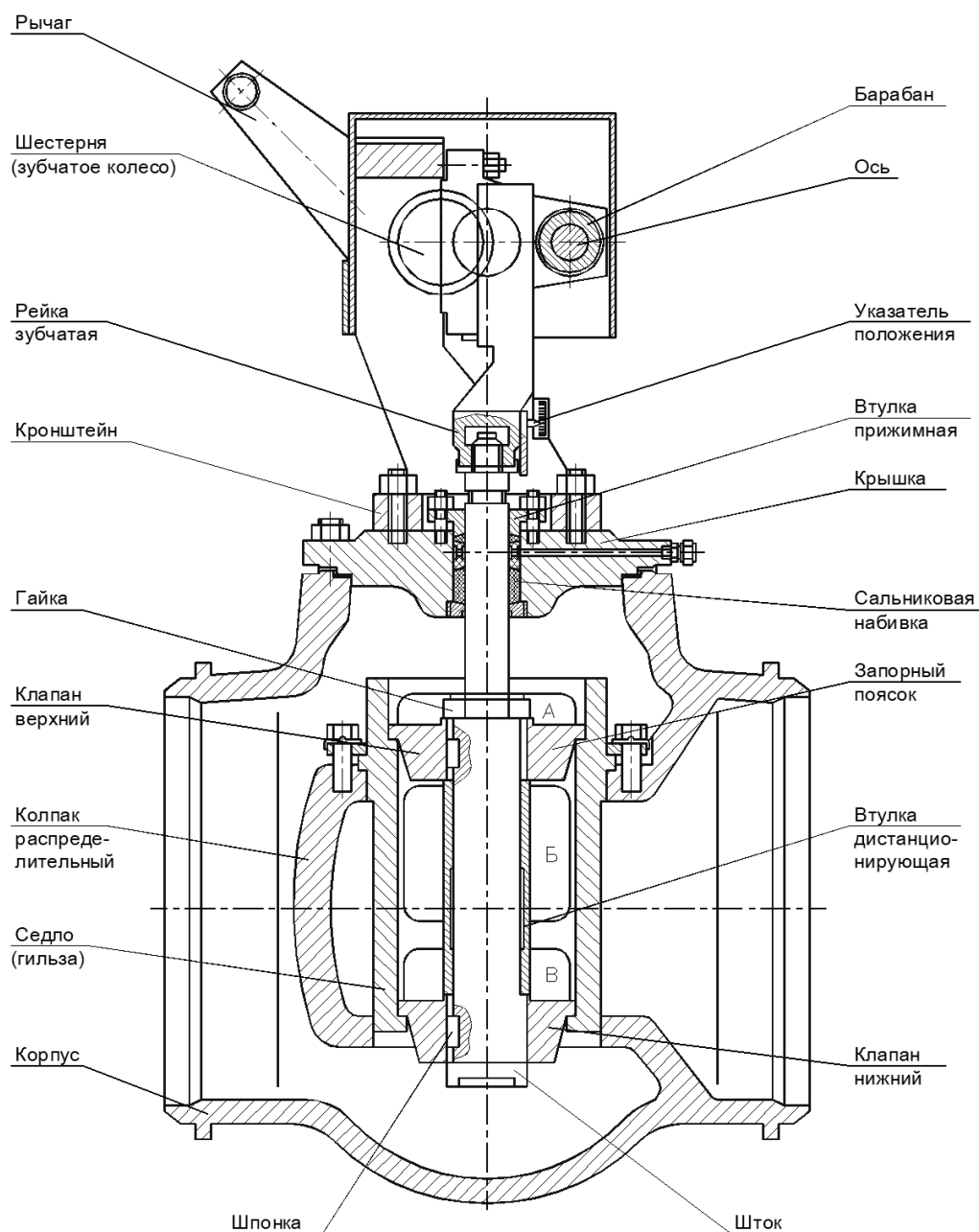


Рисунок 4.1 - Клапан регулюючий Ду600

Регулюючий клапан складається із зварного корпусу, кришки і кронштейна. В корпусі запресовано сідло з вікнами А, Б, В і двома поясочками запорів. Вікно А сполучено з порожниною підведення основного конденсату до регулюючого клапана. Вікна Б і В сполучені з порожниною відведення основного конденсату з регулюючого клапана. Усередині сідла розміщено два клапани одночасно прилеглих до поясочків запорів. Клапани за допомогою шпонок, дистанціонуючої втулки і гайки закріплені на штоку. Шток сполучений із зубчатою рейкою, яка входить в зачеплення з шестернею. Зубчата рейка спирається на барабан, який встановлений на вісь. Шестерня приводиться в рух через систему важелів за допомогою електродвигуна. Ущільнення штока в корпусі проводиться за допомогою притискної втулки і сальникового набивання. Переміщення клапанів контролюється по покажчику, розміщеному на зубчатій рейці, і лінійці, розміщеній на кронштейні.

Принцип роботи регулюючого клапана наступний. При зміні рівня в конденсаторі включається в роботу електропривод регулюючого клапана і через систему важелів приводить в рух шестерню. Шестерня приводить в рух зубчату рейку, яка жорстко сполучена з штоком. Шток, рухаючись, переміщає закріплені на ньому клапана, які змінюють зазор між поясочками запорів і клапанами. Зміна цього зазору приводить до зміни витрати основного конденсату, що проходить через регулюючий клапан. Зміна витрати основного конденсату приводить до зміни рівня в деаераторі. Повний хід регулюючого клапана складає 90 мм.

#### 4.2 Розрахунок регулюючого органу

Вхідні дані:

- максимальна витрата води –  $M_{\text{макс}} = 2000$  т/год;
- мінімальна витрата води –  $M_{\text{мін}} = 1088$  т/год;
- тиск в магістралі –  $P_{\text{м}} = P_1 = 1,79$  МПа;

- тиск в деаераторі –  $P_d = P_2 = 0,67$  МПа;
- температура води –  $T = 433$  К;
- внутрішній діаметр паропроводу –  $D = 700$  мм;
- довжина паропроводу –  $L = 50$  м;
- динамічна в'язкість пари –  $\nu = 0,1$  Па·с;
- густина води –  $\rho_{в1} = 873,8$  кг/м<sup>3</sup>;
- повороти під прямим кутом – 5 з радіусом вигину 0,7 м;
- запірні заслінки – 4;
- середня частота виступів паропроводу –  $e = 0,1$ .

Швидкість потоку пари  $\omega$  при  $M_{\max}$ :

$$\omega = \frac{4 * M_{\max}}{\rho_{п} * D^2 * \pi} = \frac{4 * 2000 * 1000}{3600 * 837,8 * 0,700^2 * 3,14} = 1,73 \text{ м/с} .$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{\omega * D * \rho_{п}}{\nu} = \frac{1,73 * 0,700 * 837,8}{0,1} = 10145,758.$$

Визначаємо коефіцієнт  $\lambda$  для  $Re > 2320$ :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 * \lg \left[ \frac{e}{3,7} + \left( \frac{6,81}{Re} \right)^{0,9} \right] = -2 * \lg \left[ \frac{0,1}{3,7} + \left( \frac{6,81}{10145,758} \right)^{0,9} \right] = 3,01;$$

$$\lambda = 0,11.$$

Втрати тиску на прямих ділянках трубопроводу:

$$\Delta P_{пр} = \frac{\lambda * \rho_{п} * L * \omega^2}{2 * D} = \frac{0,11 * 837,8 * 50 * 1,73^2}{2 * 0,700} = 9,85 \text{ кПа}.$$



Коефіцієнт місцевих опорів:

$$\Sigma\zeta = 1.5 + 5*0.6 + 2*0.15 = 4.8.$$

Втрати тиску в місцевих опорах:

$$\Delta P_M = \frac{\Sigma\zeta * \rho_{II} * \omega^2}{2} = \frac{4.8 * 837,8 * 1,73^2}{2} = 6,02 \text{ кПа.}$$

Втрати тиску в лінії:

$$\Delta P_{л} = \Delta P_{пр} + \Delta P_M = 9,85 + 6,02 = 15,87 \text{ кПа.}$$

Перепад тиску на регулюючому органі:

$$\Delta P_{po}^{макс} = P_1 - P_2 - \Delta P_{л} - \rho_{II} * g * h == 1.79 - 0.28 - 15,87 * 10^{-3} - 837,8 * 9.8 * 10 * 10^{-6} = 1,41 \text{ МПа.}$$

Так як  $\Delta P_{po}^{макс} < 0.5 * P_1$ , коефіцієнт пропускної здатності розраховується за формулою:

$$K_{Vмакс} = \frac{M_{макс}}{33 * \rho_{II1}} \sqrt{\frac{1}{\rho_{II2} * \Delta P_{po}^{макс} * 10.2}} = \frac{2000000}{33 * 837,8} \sqrt{\frac{1}{0.67 * 1,41 * 10.2}} == 23,3 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$

Умовна пропускна здатність:

$$K_{vy} = 1.2 * K_{Vмакс} = 1.2 * 23,3 = 27,96 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$

Визначасмо відношення  $n$ :

$$n = \frac{\Delta P_{\text{л}}}{\Delta P_{\text{ро}}^{\text{макс}}} = \frac{2,87}{1,41} \approx 2.$$

Максимальна витрата для вибраного РО:

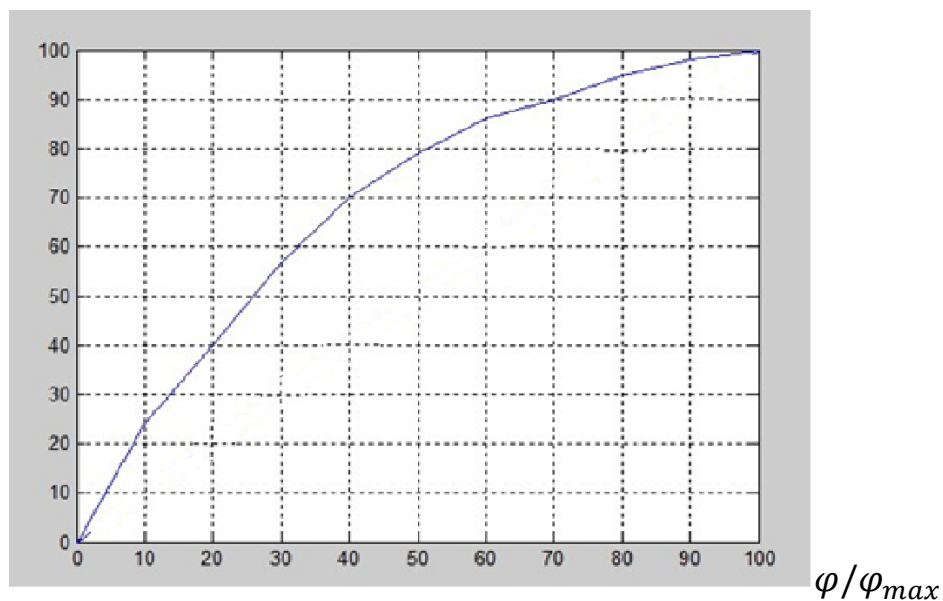
$$M'_{\text{макс}} = \frac{M_{\text{макс}} * K_{\text{vy}}}{K_{\text{vмакс}}} = \frac{2000000 * 27,96}{23,3} = 2400000 \text{ кг/ГОД}$$

Відносні значення витрат:

$$\varphi_{\text{макс}} = \frac{M_{\text{макс}}}{M'_{\text{макс}}} = \frac{2000000}{2400000} = 0.83$$

$$\varphi_{\text{мін}} = \frac{0.3 * M_{\text{макс}}}{M'_{\text{макс}}} = \frac{0.3 * 2000000}{2400000} = 0.25$$

Враховуючи значення відношення  $n$ , отримуємо витратну характеристику, яка наведена на рисунку 4.2.



Рисунк 4.2 - Витратна характеристика РО

## 5 УДОСКОНАЛЕННЯ ДІЮЧОЇ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ

### 5.1 Характеристика та недоліки існуючої САР

На даний момент автоматичні системи регулювання на АЕС виконані на базі апаратури «Каскад-2», яка виконана на основі мікроелектроніки в переобраним виконанням. В якості основних джерел інформації використовуються первинні перетворювачі тиску, термоперетворювачі опору і термоелектричні термоперетворювачі спільно з нормуючими перетворювачами.

У конструкції апаратури «Каскад-2» використовується блочно-модульний принцип. Блоки апаратури мають індивідуальні джерела живлення і, в залежності від використаних модулів, можуть виконувати різні функції. У регулюючих пристроях авторегуляторів використовуються наступні блоки:

- блок регулює Р27;
- блок підсумовування і обмеження сигналів А05;
- блок обмеження і розмноження сигналу А06;
- блок обчислювальних операцій А35;
- блок динамічних перетворень Д05;
- блок інтегрування Д07;
- блок аналого-релейного перетворення Л03;
- блок нелінійних перетворень Н05.

Як задаючі пристрої в системах авторегулювання на енергоблоках ВП ЗАЕС застосовуються модулі ЗУ11 і ЗУ05. Задаючий пристрій складається з потенціометра з шкалою показчика положення рухомого контакту від мінус 100% до плюс 100%.

Регулюючий блок Р27 виконує наступні функції:

- гальванічне розділення вхідних і вихідних ланцюгів, а також вхідних ланцюгів друг від друга;

- введення завдання регульованої величини;
- підсумовування уніфікованих вхідних сигналів постійного струму, формування сигналу відхилення регульованої величини від заданого значення;
- демпфірування сигналу відхилення (сигналу неузгодженості);
- формування вихідного імпульсного електричного сигналу для впливу на керований процес відповідно до одного із законів регулювання.

Переважною більшістю виконавчих механізмів регуляторів є асинхронні двигуни змінного струму, швидкість обертання яких постійна. Тому сигнал управління від регулюючого блоку Р27 представляє собою послідовність імпульсів управління і пауз між ними. Чим довше імпульс управління, тим на більшу величину переміщається виконавчий механізм. Тривалість імпульсів управління пропорційна величині сигналу неузгодженості на вході регулятора.

Далі сигнал управління від регулятора надходить в логічну схему управління, яка призначена для перекладу з автоматичного управління виконавчого механізму на дистанційне (ручне) і навпаки. Вказану функцію виконує апаратура УКТЗ (блок включення регулятора – БПР).

Безпосереднє перемикання між режимами «Автомат» і «Дистанція» виконавчого механізму проводиться оператором за допомогою блоку ручного управління (БРУ-32), до складу якого входить ключ перемикання і кнопки .

Дистанційне управління «БІЛЬШЕ» і «МЕНШЕ». Крім того в блоці БРУ-32 передбачений пристрій індикації проходження сигналів автоматичного управління на виконавчий механізм і індикатор положення виконавчого механізму. Вплив від ключа перемикання режимів роботи, також передаються на блок БПР.

До складу логічних схем управління також входять блоки управління клапанами (БУК), виконані на апаратурі УКТЗ і формують команди на відкриття і закриття регулюючих органів. У БУК також надходить

інформація від кінцевих вимикачів виконавчого механізму. При повному відкритті регулюючого органу забороняється проходження команд «Більше» і повне закриття - команд «Менше». Далі від БУК команди надходять на блок ключів (БКЛ), виконаний також на даній апаратурі УКТЗ.

БКЛ є підсилювачем сигналу управління і призначений для видачі команд управління на магнітні підсилювачі або магнітні пускачі при електроприводах великої потужності. БКЛ представляють собою тиристорні ключі.

Магнітні підсилювачі, виконавчі автомати і магнітні пускачі видають команди безпосередньо на електродвигуни приводу регулюючих органів, що впливають на об'єкт регулювання.

Значення регульованого параметра приймається первинним вимірювальним перетворювачем. Таким чином, контур регулювання замикається.

Основними відмінностями окремих систем регулювання є різні вимірювальні перетворювачі, різні характеристики виконавчих механізмів і настройки регулюючого блоку, які визначаються характеристиками об'єкта регулювання і додаткові блоки, що забезпечують допоміжні функції САР (само баланс регулятора на поточний або задане значення, контроль справності регулятора по тривалості імпульсу, формування завдання автора-регулятора за встановленим законом і т.п.).

Для підвищення якості регулювання у формуванні команд може використовуватися зворотний зв'язок по положенню виконавчого механізму.

На базі технічних засобів УКТЗ можлива реалізація технологічних блокувань, які формують певні команди на виконавчий механізм при виникненні заданих умов, або які блокують роботу авторегулятора.

## 5.2 Вибір технічних засобів автоматизації

АЕС є складним технологічним об'єктом. Автоматизація електричних станцій і підстанцій є надзвичайно важливою. На АЕС застосовуються комплексні системи автоматичного регулювання, що включають велику кількість автоматичних регуляторів.

Система автоматичного регулювання турбінного відділення енергоблока АЕС була реалізована на базі автоматизованої системи управління турбіною АСУТ- 1000 і комплексу аналогових засобів автоматичного регулювання «Каскад-2» відповідно до проектних рішень по будівництву енергоблоків з реактором ВВЕР- 1000 розробок 70-х років ХХ століття.

Апаратура АСУТ-1000 і «Каскад-2» були виконані на застарілій електронній базі. Програмне забезпечення (ПЗ) було написано на мові Assembler без застосування автоматизованих засобів програмування, що утрудняло проведення виконання технічних рішень, змін уставок, обмежувало можливості надання інформації операторові, був відсутній зв'язок з інформаційними системами.

На енергоблоках ВП ЗАЕС знаходиться в експлуатації морально і фізично застаріле, частково зняте з виробництва обладнання МЦК ПМВ.

Пропонується виконати заміну застарілих шаф на нові, які реалізовані на сучасній мікропроцесорній і малогабаритної низьковольтної апаратури.

Поставлене завдання пов'язане із забезпеченням безпечної експлуатації АС, що у край актуально при формуванні політики в області безпеки АЕС. В процесі модернізації було прийнято технічне рішення, на підставі якого були внесені зміни в технічні вимоги, і реалізований алгоритм.

Заміна морально і фізично застарілого обладнання МЦК ПМВ на сучасне обладнання направлена на:

- збільшення надійності функціонування теплофікаційної установки ПМВ за рахунок використання сучасних технічних і програмних засобів;
- підвищення технічного рівня експлуатації;

- поліпшення умов і культури праці обслуговуючого персоналу;
- заміну морально і фізично застарілого обладнання автоматизації;
- підвищення якості інформаційного забезпечення оперативного та ремонтного персоналу.

У шафі №1 розмістити прилади теплотехнічного контролю :реєстратори щитові РЩ-1/131, РЩ-1/131Т і блоки живлення датчиків «Сафір» для підігрівачів груп А, Б.

У шафі №2 для підігрівачів групи А виконати:

- дистанційне керування і індикацію положення запірної і регулюючої арматури, електродвигунів насосів;
- живлення технічних засобів авторегулювання, блоків живлення і вимірників щитових ЕПА-100;
- формування команд автоматичного регулювання.

У шафі №3 для підігрівачів групи Б виконати:

- дистанційне керування і індикацію положення запірної і регулюючої арматури, електродвигунів насосів;
- живлення технічних засобів авторегулювання, блоків живлення і вимірників щитових ЕПА-100;
- формування команд автоматичного регулювання.

У шафі №4 розмістити реєстратори щитові РЩ-1/132, блоки живлення датчиків "Сафір" і виконати кола технологічних захистів і блокувань виконавчих механізмів підігрівачів груп А, Б.

в шафі №5 організувати:

- ланцюги АВР для резервованого електроживлення щита;
- живлення ПЛК "Овен" з модулями вводу-виводу;
- технологічну і викличну сигналізацію;
- введення/вивід дискретних сигналів в системи АСК ТП енергоблоку.

## 5.3 Номенклатура технічних засобів МЦК ПМВ

Перелік технічних засобів, які застосовуються в МЦК ПМВ наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 - Перелік технічних засобів в МЦК ПМВ

позиція шафи	Тип встановленої апаратури	Кількість
1	Регистратор щитовой РЩ-1/131	1
	Регистратор щитовой РЩ-1/131-1Т	1
	Блок питания ИП «Сафір» БП2-36-0.1	8
	Автомат питания Siemens 5SY6101-7	2
	Дополнительные контакты для сигнализации Siemens 5ST3010	4
	Выключатель Schneider BV-2014-W41-4 20A	2
	Светильник светодиодный	1
	Розетка с защитным заземлением	1
	Арматура светосигнальная с красным светофильтром 17-570230 (ЕАО)	1
2	Блок сигнализации положения токовый БСПТ + блок питания БП-10	3
	Блок питания БП-10	2
	Блок питания ИП «Сафір» БП2-36-0.1	2
	Переключатель ППМКП-2222/MVI-УЗ	21
	Переключатель ППМКФ-555555/МХП-с	1
	Арматура светосигнальная 17-401231Z (ЕАО)	21
	Арматура светосигнальная 17-401230Z (ЕАО) и аксессуары:	21
	Розетка 84-9420 (ЕАО)	84
	Защитный рукав 31-929 (ЕАО)	84
	Измеритель цифровой щитовой ЕПА-100	2
	Универсальный микропроцессорный ПИД-регулятор МИК-121	3
	Блок ручного управления БПР-01/1 АС	5
	Блок питания БПР-БЖ	5
	Блок питания ОВЕН БП15Б-Д2-24	2
	Реле программируемое ОВЕН ПР110-24.12Д.8Р	1
	Реле программируемое ОВЕН ПР110-24.8Д.4Р	1
	Защитное диодное устройство В01	2
	Реле промежуточное Relpol R4-2014-29-5220-WTL	19
	Реле промежуточное Relpol R4-2014-29-1220-WTL	4
	Автомат питания Siemens 5SY6101-7	4
	Дополнительные контакты для сигнализации Siemens 5ST3010	8
	Выключатель Schneider BV-2014-W41-4 20A	4
	Арматура светосигнальная с красным светофильтром 17-570230 (ЕАО)	1
	Светильник светодиодный	1
Розетка с защитным заземлением	1	
3	Блок сигнализации положения токовый БСПТ + блок питания БП-10	3
	Блок питания БП-10	3
	Измеритель цифровой щитовой ЕПА-100	2



позиція я шафи	Тип встановленої апаратури	Кількість
	Ключ ППМКП-2222/MVI-У3	17
	Арматура светосигнальная 17-401231Z фирмы ЕАО	17
	Арматура светосигнальная 17-401230Z фирмы ЕАО и аксессуары:	17
	Розетка 84-9420 фирмы ЕАО	68
	Защитный рукав 31-929 фирмы ЕАО	68
	Универсальный микропроцессорный ПИД-регулятор МИК-121	4
	Блок ручного управления БПРІ-01/1 АС	6
	Блок питания БПРІ-БЖ	6
	Блок питания ИП «Сафір» БП2-36-0.1	4
	Блок питания ОВЕН БП15Б-Д2-24	2
	Реле программируемое ОВЕН ПР110-24.12Д.8Р	1
	Реле программируемое ОВЕН ПР110-24.8Д.4Р	1
	Реле программируемое ОВЕН ПР114-224-8Д 4А.Р	1
	Комплект для программирования ОВЕН ПР-КП	1
	Блок питания Микрол БП-24-2к	1
	Преобразователь - разветвитель аналоговых сигналов Микрол БРГ-12-3-3-4	2
	Реле промежуточное Relpol R4-2014-29-5220-WTL	15
	Аксессуары к реле Relpol	
	Контактная колодка GZMB4 фирмы Relpol	15
	Модуль сигнальный M93G фирмы Relpol	15
	Монтажный держатель G4-1052 фирмы Relpol	15
	Клипса-выталькиватель GMB4-0040 фирмы Relpol	15
	Маркировочная табличка TR фирмы Relpol	15
	Реле промежуточное Релсіс ПЭ45-20-41 У3	3
	Автомат питания Siemens 5SY6101-7	5
	Дополнительные контакты для сигнализации Siemens 5ST3010	10
	Арматура светосигнальная с красным светофильтром 17-570230 (ЕАО)	1
	Светильник светодиодный	1
	Розетка с защитным заземлением	1
4	Переключатель ЕАО 704.403.018	10
	Контактный блок ЕАО 704.901.3	10
	Контактный блок ЕАО 704.901.4	10
	Блок питания ИП «Сафір» БП2-36-0.1	8
	Регистратор щитовой РЩ-1/131	3
	Реле промежуточное Relpol R4-2014-29-5220-WTL	48
	Реле времени Relpol T-R4E-2014-23-5230	4
	Модуль дискретного ввода ОВЕН МВ110-220.32ДН	1
	Реле программируемое ОВЕН ПР110-220.8ДФ.4Р	1
	Автомат питания Siemens 5SY6101-7	3
	Автомат питания Siemens 5SY6102-7	1
	Дополнительные контакты для сигнализации Siemens 5ST3010	8
	Выключатель Schneider ВВ-2014-W41-4 20А	4
	Светильник светодиодный	1
	Розетка с защитным заземлением	1
5	Пускатель магнитный ПМЛ-2160ДМ с приставкой ПКЛ-22М	2
	Реле контроля напряжения Lovato PMV55	2

позиція шафи	Тип встановленої апаратури	Кількість
	Автоматический выключатель Siemens 5SY6210-7	2
	Автоматический выключатель Siemens 5SY6104-7	1
	Автоматический выключатель Siemens 5SY6101-7	2
	Дополнительные контакты для сигнализации Siemens 5ST3010	10
	Выключатель Schneider BB-2014-W41-4 20A	3
	Розетка	1
	Арматура светосигнальная 17-570232 желтый фирмы ЕАО	2
	Арматура светосигнальная 17-570230 красный фирмы ЕАО	2
	Розетка 84-9420 фирмы ЕАО	4
	Защитный рукав 31-929 фирмы ЕАО	4
	Контроллер программируемый логический ОВЕН ПЛК-100-220 Р-М	1
	Модуль дискретного ввода ОВЕН МВ110-220.32ДН	1
	Модуль дискретного вывода ОВЕН МУ110-220.32Р	1
	Кнопка ЕАО 704.011.018	1
	Контактный блок ЕАО 704.901.3	1
	Кнопка с подсветкой 03-616.011 ЕАО	32
	Буззер	1
	Светильник светодиодный	1
	Розетка с защитным заземлением	1

#### 5.4 Основні технічні рішення

Для МЦК ПМВ застосовуються наступні основні технічні рішення:

- інформація від існуючих ЗВТ надходить в ланцюги захистів і блокувань, а також на вторинні прилади РЦ-1 для індикації поточного стану технологічних параметрів і формування дискретних сигналів;
- існуючі ЗВТ живляться від надійних індивідуальних блоків живлення;
- для формування блокувань використовувати дискретні сигнали від існуючих блоків логічних ключів існуючих шаф УКТЗ;
- алгоритми захистів і блокувань реалізуються з використанням сучасних малогабаритних реле ПР114;
- реалізація алгоритмів захистів і блокувань в ПЛК "Овен", в модулі якого заведені/виведені відповідні сигнали;
- зв'язок ПЛК "Овен" з модулями вводу-виводу дискретних сигналів

здійснюється по інтерфейсу RS-485;

- модулі вводу-виводу дискретних сигналів формують сигнали технологічної сигналізації, які виводяться на відповідні світлосигнальні пристрої;

- виклична сигналізація на МЦК ПМВ формується на існуюче табло на блочному щиті керування;

- для дистанційного керування і індикації положення регулюючої арматури в МЦК ПМВ встановлені блоки перемикачів режимів і індикації БПРІ-01, блоки живлення яких живляться від ланцюгів управління електроприводів;

- автоматичне регулювання електроприводів здійснюється із застосуванням мікропроцесорних ПД-регуляторів МИК-121;

- контроль температури здійснюється існуючими датчиками температури ТСП гр.50П;

- для контролю тиску, витрати і рівня використовувати нові датчики тиску "Сафір" з вихідним сигналом 4-20 мА.

Основним споживачем електроенергії модернізованого щита, є шафи №1-5, сумарною розрахункової потужністю 1400 Вт, 22В, 50 Гц.

Для живлення щита передбачається установка нових автоматичних вимикачів.

### 5.5 Вимога до електроживлення

Електроживлення технічних засобів МЦК ПМВ має здійснюватися від двох вводів однофазного напруги 220 В змінного струму, частотою 50 Гц - робочого і резервного, з АВР.

Електроживлення розеток та мережі освітлення повинно здійснюватися від окремого фідера однофазного напруги 220 В змінного струму, частотою 50 Гц.

Устаткування має стійко працювати (виконувати передбачені функції)

при наступних змінах параметрів електроживлення:

- відхилення номінального значення напруги від мінус 15% до плюс 10%;
- від мінус 30% до плюс 25% від номінального значення напруги - протягом 2 с з інтервалами до 10 с;
- переривання напруги живлення на час не більше 20 мс;
- відхилення частоти мережі від плюс 2% до мінус 2% від номінального значення (без обмеження часу) і до мінус 6% від номінального значення (протягом 10 с);
- викривлення форми кривої напруги (коефіцієнт гармонійної складової напруги - 10%).

#### 5.6 Вимоги до функцій

МЩК ПМВ повинні виконувати наступні функції:

- а) прийом і обробку сигналів від вимірювальних перетворювачів:
  - 1) живлення первинних вимірювальних перетворювачів тиску, різниці тиску «Сафір»;
  - 2) прийом, нормалізація і обробка вхідних сигналів вимірювальних перетворювачів тиску, термоперетворювачів опору типу ТСП (50П), сигналів від позиціонерів регулюючих клапанів;
  - 3) формування безперервних сигналів в блокову КОС;
  - 4) візуалізація, реєстрація, архівування даних від первинних вимірювальних перетворювачів;
- б) технологічний захист та блокування ПМВ:
  - 1) формування дискретних сигналів при виході значених аналогових сигналів для границь уставок;
  - 2) прийом дискретних сигналів із схеми захисту зупинки турбіни та схеми блокування турбінного відділення;
  - 3) прийом сигналів типу «сухий контакт» від дискретних датчиків та

проміжних реле;

- 4) реалізація проектних алгоритмів захисту та блокування ПМВ;
- 5) забезпечення вводу/виводу захисту оператором за допомогою органів управління ручним управлінням («накладок»);
- б) формування впливів в схемах управління виконавчими механізмами (запорна арматура, регулюючі клапани, насоси);
- в) технологічна і виклична сигналізація:
  - 1) прийом дискретних сигналів;
  - 2) обробка сигналів відповідно до алгоритмів сигналізації (пам'ять за індивідуальними сигналами, забезпечення миготіння табло, прийом сигналів квітіровання та знімання пам'яті, об'єднання індивідуальних сигналів в групі);
  - 3) формування вихідних сигналів на табло технологічної сигналізації;
  - 4) звукова сигналізація;
  - 5) індикація несправності на МЩК ПМВ;
  - б) формування вихідних сигналів в схему сигналізації в системі АСК ТП блока;
- г) автоматичне регулювання:
  - 1) формування керуючих впливів на виконавчі механізми для підтримки технологічних параметрів відповідно до заданих алгоритмів регулювання (ПД-регулювання);
  - 2) забезпечення ручного управління виконавчим механізмом (регулюючим клапаном), вибір режиму управління «ручне»/«автоматичне»;
  - 3) індикація положення регулюючого клапана;
- д) дистанційне керування і індикація положення виконавчих механізмів;
- е) резервоване первинне електроживлення і забезпечення умов функціонування технічних засобів автоматизації, розміщених в МЩК ПМВ.

## 5.7 Вимоги по завадостійкості

Ступінь жорсткості при випробуваннях на стійкість повинна визначатися відповідно до таблиці 5.2 і встановлюватися для кожного ТЗА в складі МЦК ПМВ. Критерій якості функціонування при випробуваннях на стійкість перед перешкодами - А (нормальне функціонування) по ДСТУ ГОСТ 29075.

Рівень випромінюваних перешкод при роботі ТЗА не повинен перевищувати рівня для обладнання класу А по ГОСТ 29216.

Таблиця 5.2 - Ступінь жорсткості при випробуваннях для групи виконання по завадостійкості

Вид перешкоди	Найменування і одиниця виміру	Ступінь жорсткості при випробуваннях для групи виконання по завадостійкості ПЗ
1 Розряди (контактні) статичної електрики (ДСТУ ІЕС 61000-4-2)	Випробувальна напруга, кВ	6,0
2 Мікросекундні імпульсні перешкоди в ланцюгах живлення (ДСТУ ІЕС 61000-4-5, ГОСТ 29254): - симетричні - несиметричні	Напруга, кВ	1,0 2,0
3 Наносекундні імпульсні перешкоди (ДСТУ ІЕС 61000-4-4): - ланцюги електроживлення - інформаційні ланцюги	Амплітуда імпульсу вихідної напруги генератора, кВ	2,0 1,0
4 Випромінені радіочастотні перешкоди (ДСТУ ІЕС 61000-4-3)	Напруженість, В/м	3,0
5 Магнітні поля промислової частоти (ДСТУ 2465): - безперервні - короткочасні	Напруженість, А/м	30,0 300,0
6 Імпульсні магнітні поля (ДСТУ ІЕС 61000-4-9)	Напруженість, А/м (пікове значення)	300,0
7 Короткочасні синусоїдальні перешкоди в ланцюгах заземлення	Струм, А	150,0
8 Мікросекундні імпульсні перешкоди в ланцюгах заземлення	Амплітуда імпульсів струму, А	200,0
9 Мікросекундні несиметричні імпульсні перешкоди в екранах інформаційних ланцюгів (ДСТУ ІЕС 61000-4-5, ГОСТ 29254)	Напруга, кВ	2,0

МЩК ПМВ повинні зберігати працездатність при динамічних змінах напруги мережі електроживлення  $\sim 220$  В відповідно до СОУ НАЕК 100:2015 (ступінь жорсткості 2):

- провал -  $0,7 U_n$ ;
- переривання - 0 В;
- підвищення напруги -  $1,2 U_n$ ;
- тривалість провалу - 500 мс;
- тривалість переривання - 50 мс;
- тривалість підвищення напруги - 500 мс;
- тривалість зміни напруги - від 1 мкс до 5 мкс;
- межі допустимої похибки встановлення напруги  $\pm 1,0\%$ .

МЩК ПМВ повинні зберігати працездатність при тривалих змінах напруги мережі електроживлення  $\sim 220$  В:

- вид напруги - однофазна;
- частота - відповідає частоті мережі електроживлення (50 Гц);
- номінальне значення ( $U_n$ ) - 220 В;
- Нижнє робоче значення -  $0,85 U_n$ ;
- верхнє робоче значення -  $1,1 U_n$ ;
- межі допустимої похибки встановлення напруги  $\pm 1,0\%$ .

Зв'язок із зовнішніми пристроями повинна здійснюватися через клемні затиски.

У середині шаф має бути передбачено освітлення монтажних з'єднань.

## 5.8 Принципи реалізації САР ПМВ

При розробці автоматизованої системи необхідно використовувати контролер, тому виконаємо підбір необхідного нам контролера, який буде задовольняти наші вимоги (табл. 5.3). Програмований логічний контролер (ПЛК) – це спеціалізований міні комп'ютер який використовують для створення автоматизованої системи управління технологічних процесів.

Головним режимом роботи є тривале автономне використання. Працює у системах реального часу. До ПЛК підключають датчики, регулюючі органи, у процесорний модуль загружають логіку управління системою.

Таблиця 5.3 – Порівняння параметрів контролерів

Технічна характеристика	Контролер		
	Schneider Modicon M238	МИК-121	Siemens Simatic S7-300
Інтерфейси обміну	RS-232, RS-485, Ethernet	RS-485, Ethernet	RS-485, Ethernet
Мови програмування	GX FX	FBD, LD, ST, IL, SFC	STL, FBD, LAD
Точність перетворення	0,5	0,5	0,5
Тип контролера	Моноблок	Моноблок	Слотний
Модулі розширення	TM2, ModBus и CANopen	RS-485	RS-485 і додаткові слоти
Ціна, грн	9500	8200	15600

У таблиці 5.3 порівнюються 3 ПЛК, які ми можемо використати у системі автоматичного регулювання. Було обрано контролер МИК-121. Siemens пропонує надійні контролери, що відповідають різним вимогам, пред'являються до систем автоматизації. В модельний ряд контролерів SIMATIC входять базові контролери, контролери з підтримкою розширеного набору функцій, периферійні та програмні контролери, які дозволяють отримувати вражаючу масштабованість рішень і вбудоване підтримку своїх функцій.

Програмований логічний контролер SIMATIC S7-300 – призначений для побудови систем автоматизації середньої ступеня складності. Модульна конструкція контролера S7-300, робота з природним охолодженням, можливість застосування структур локального і розподіленого вводу-виводу, широкі комунікаційні можливості, безліч функцій, підтримуваних на рівні операційної системи, високу зручність експлуатації і обслуговування забезпечують можливість 54 отримання оптимальних рішень для побудови систем автоматичного управління технологічними процесами в різних областях промислового виробництва. Використання декількох типів



центральных процессорів різної продуктивності, наявність широкої гама модулів вводу-виводу дискретних і аналогових сигналів, функціональних модулів і комунікаційних процесорів підвищує ефективність застосування контролерів SIMATIC S7-300.

Контролери з серії Modicon M238 від виробника Schneider Electric дозволяють оптимізувати архітектуру промислового обладнання. Вони відрізняються оптимальним співвідношенням вартості і продуктивності, мають набір розширених вбудованих функцій, службовців для відстеження осі (функціональні блоки додатків, вихід для групи РТО-імпульсів, швидкодіючий лічильник).

Пристрої Modicon M238 дозволяють адаптувати конфігурацію системи до конкретних потреб користувачів. Вони мають інтегрований USB-порт для здійснення програмування, прості в налаштуванні і введенні в експлуатацію. Передбачена також функція Flexible Machine Control, що забезпечує гнучке управління промисловим обладнанням.

САР ПМВ впроваджується на базі універсальних мікропроцесорних ПІД-регуляторів МИК-121 розробки підприємства «Мікрол».

На універсальних мікропроцесорних ПІД-регуляторах МИК-121 повинні бути реалізовані тільки системи автоматичного регулювання.

Характеристики універсального мікропроцесорного ПІД-регулятора МИК-121.

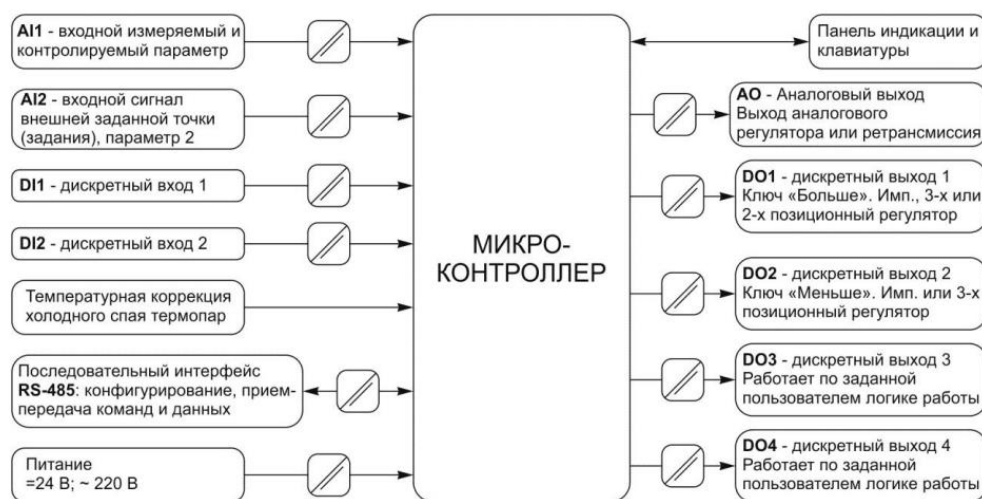


Рисунок 5.1 - Структурна схема ПІД-регулятора МИК-121

Регулятор МИК-121 являє собою пристрій вимірювання значення вхідного параметра, обробки і перетворення вхідного сигналу і видачі управляючих впливів.

Регулятор МИК-121 працює під управлінням сучасного, високо інтегрованого мікроконтролера RISC архітектури, виготовленого за високошвидкісний КМОП технології (комплементарна структура метал-оксид-напівпровідник; англ. CMOS, complementary metal-oxide-semiconductor) - набір напівпровідникових технологій побудови інтегральних мікросхем і відповідна їй схемотехніка мікросхем) з низьким енергоспоживанням. У постійному пристрої, що запам'ятовує розташовується велика кількість функцій для вирішення завдань контролю і регулювання. За допомогою конфігурації користувач може самостійно налаштовувати регулятор на вирішення певних завдань.

Регулятор МИК-121 оснащений аналого-цифровим перетворювачем, вузлами дискретно-цифрового введення і цифро-дискретного виводу, сторожовими схемами для контролю циклів роботи програми, енергонезалежною пам'яттю EEPROM, NVRAM для збереження призначених для користувача параметрів конфігурації і даних.

Внутрішня програма регулятора МИК-121 функціонує з постійним тимчасовим циклом. В початку кожного циклу внутрішньої робочої програми зчитуються значення аналогових і дискретних входів, проводиться зчитування і обробка клавіатури (придушення брязкоту і виявлення достовірності), прийом команд і даних з послідовного інтерфейсу. За допомогою цих вхідних сигналів здійснюються, відповідно до обраних користувачем функціями і параметрами конфігурації, всі розрахунки. Після цього здійснюється висновок інформації на дискретні виходи, індикаційні елементи, а так само фіксація обчислених величин для режиму передачі послідовного інтерфейсу.

Регулятор МИК-121 має два аналогових входи AI, сигнал з яких обробляється відповідними блоками перетворення AIN.

На рисунку 5.2 показана функціональна схема блоку обробки аналогового вхідного сигналу.

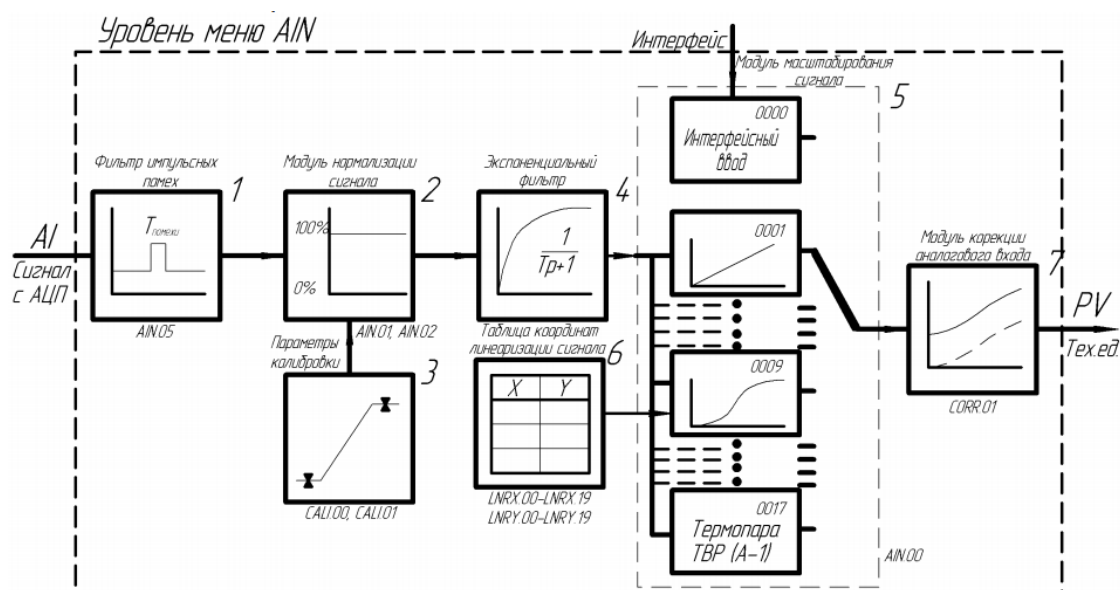


Рисунок 5.2 - Функціональна схема блоку перетворення вхідного сигналу

Регулятор МИК-121 має один аналоговий вихід, який працює в режимі ретрансмісії (пряма передача з масштабуванням) вхідного сигналу на вихід.

Логіка роботи дискретних входів вказана в таблиці 5.4.

Таблица 5.4 - Логика работы дискретных входов регулятора МИК-121

Значение параметра в п.п. DIN.00 или DIN.01	Состояние входного сигнала DI1 или DI2	Состояние микроконтроллера и режима работы (РУЧ-АВТ)
0000	Не используется	Не используется для регулятора
0001 – переключение в РУЧ		<p>При включении дискретного входа регулятор переводится в ручной режим, а кнопка переключения режимов РУЧ/АВТ блокируется.</p> <p>При снятии дискретного входного сигнала регулятор остается в ручном режиме, а кнопка переключения режимов РУЧ/АВТ разблокируется</p>
0002 – переключение в АВТ		<p>При включении дискретного входа регулятор переводится в автоматический режим, а кнопка переключения режимов РУЧ/АВТ блокируется.</p> <p>При снятии дискретного входного сигнала регулятор остается в автоматическом режиме, а кнопка переключения режимов РУЧ/АВТ разблокируется</p>
0003 – переключение между РУЧ / АВТ		Переключение между режимами РУЧНОЙ (сигнал на дискретном входе отсутствует «0») и АВТОМАТ (сигнал на дискретном входе присутствует «1»)
0004 – статический сигнал на установление выхода регулятора в 100%		<p>Данный режим используется для аналоговых регуляторов.</p> <p>При включении дискретного входа в ручном режиме аналоговый выходной сигнал устанавливается в положение 100%.</p> <p>При включении дискретного входа в автоматическом режиме аналоговый выходной сигнал устанавливается в положение 100% и удерживается на протяжении времени присутствия сигнала высокого уровня на дискретном входе.</p>
0005 – статический сигнал на установление выхода регулятора в 0%		<p>Данный режим используется для аналоговых регуляторов.</p> <p>При включении дискретного входа в ручном режиме аналоговый выходной сигнал устанавливается в положение 0%.</p> <p>При включении дискретного входа в автоматическом режиме аналоговый выходной сигнал устанавливается в положение 0% и удерживается на протяжении времени присутствия сигнала высокого уровня на дискретном входе.</p>
0006	Не используется	Не используется для регулятора
0007 – переключение в КУ		<p>При включении дискретного входа регулятор переводится в каскадный режим, а кнопка переключения режимов РУЧ/АВТ блокируется.</p> <p>При снятии дискретного входного сигнала регулятор остается в каскадном режиме, а кнопка переключения режимов РУЧ/АВТ разблокируется</p>
0008	Не используется	Не используется для регулятора
0009	Не используется	Не используется для регулятора
0010 – сигнал на установление выхода регулятора в 100%		<p>При включении дискретного входа в ручном режиме аналоговый выходной сигнал устанавливается в положение 100 %.</p> <p>При включении дискретного входа в автоматическом режиме аналоговый выходной сигнал устанавливается в положение 100 % и после этого регулятор начинает обрабатывать рассогласование независимо от состояния дискретного входа.</p>
0011 – сигнал на установление выхода регулятора в 0%		<p>При включении дискретного входа в ручном режиме аналоговый выходной сигнал устанавливается в положение 0%.</p> <p>При включении дискретного входа в автоматическом режиме аналоговый выходной сигнал устанавливается в положение 0 % и после этого регулятор начинает обрабатывать рассогласование независимо от состояния дискретного входа.</p>

Дискретні виходи регулятора МИК-121 мають вільно конфігуровану логіку роботи. Це означає, що користувач сам визначає призначення того чи іншого дискретного виходу, якщо він не задіяний для якогось регулятора.

Включення регуляторів в автоматичний режим роботи і підключення регуляторів до управління регулюючим клапаном здійснюється вручну натисканням клавіши [A] на БПРІ. Дистанційне керування регулюючим клапаном при цьому має блокуватися і команди управління від регуляторів повинні підключатися до ланцюгів управління виконуючим механізмом.

Включення регуляторів в дистанційний режим роботи і відключення регуляторів від управління регулюючим клапаном здійснюється вручну натисканням клавіши [P] на БПРІ. При цьому команди управління від регуляторів повинні відключатися від ланцюгів управління виконуючим механізмом.

Регульований технологічний параметр повинен підключатися на вхід «AI1» регулятора МИК-121, а зворотний зв'язок по положенню регулюючого клапана повинна підключатися на вхід «AI2».

У регуляторі МИК-121 реалізована функція контролю достовірності даних. У разі виходу аналогового сигналу на 10% за діапазон, який встановлюється при калібрування регулятора, генерується подія «розрив лінії зв'язку з датчиком». При цьому, якщо сигнал нижче діапазону вимірювання на дисплеї горить «ErrL», при перевищенні діапазону на дисплеї горить «ErrH».

При недостовірності даних у каналі по входу «AI1» регулятор включається в режим ручного управління. Подальше включення регулятора в автоматичний режим роботи здійснюється вручну (послідовним натисканням клавішею [P] і [A] на БПРІ), при достовірних даних в каналі.

При недостовірності даних у каналі по входу «AI2» регулятор залишається в режимі автоматичного управління, якщо він був включений, а даний сигнал виключається зі схеми регулювання.

Регулятор МИК-121 працює по протоколу зв'язку Modbus режим RTU (Remote Terminal Unit). Modbus - відкритий комунікаційний протокол, заснований на архітектурі ведучий - ведений (master-slave). Використовує для передачі даних інтерфейс RS-485.

Конфігурація регулятора здійснюється як з передньої панелі регулятора, так і по протоколу ModBus (RTU). Через інтерфейс, конфігурація проводиться за допомогою програмного додатка МИК-конфігуратор.

САР ПМВ реалізовує автоматичне регулювання наступних технологічних параметрів:

- рівня в піковому ПМВ групи А;
- рівня в піковому ПМВ групи Б;
- температури мережевої води за піковим ПМВ групи А;
- температури мережевої води за піковим ПМВ групи Б;
- рівня ПМВ II-ступеня групи А;
- рівня ПМВ II-ступеня групи Б;
- рівня ПМВ I-ступені групи А;
- рівня ПМВ I-ступені групи Б.

Регулятор рівня в піковому ПМВ групи А (Б) RU11C02 (RU12C02)

Регулятор призначений для підтримки заданого значення рівня конденсату гріючий пари в піковому ПМВ групи А (Б) у всіх експлуатаційних режимах енергоблоку впливом на РК RU11S02 (RU12S02), який встановлений на відводі конденсату в ПМВ II-го ступеня.

Вхідними сигналами для регулятора рівня в піковому ПМВ є:

- рівень конденсату в піковому ПМВ групи А (Б);
- положення РК RU11S02 (RU12S02).

Завданням для регулятора встановлено значення 500 мм.

Регулятор повинен підтримувати рівним нулю неузгодженість:

$$EPS = L - L_{зад} - a \cdot H_{рк}, \quad (5.1)$$

де  $EPS$  - неузгодженість регулятора;

$L$  - поточне значення рівня, мм;

$L_{зад}$  - задане значення рівня, мм;

$H_{рк}$  - положення РК, %;

$a$  - коефіцієнт.

### **Регулятор рівня в ПМВ II-го ступеня групи А (Б) RU11C03 (RU12C03)**

Регулятор призначений для підтримки заданого значення рівня конденсату гріючої пари в ПМВ II-го ступеня групи А (Б) у всіх експлуатаційних режимах енергоблоку впливом на регулюючий клапан RU11S03 (RU12S03), який встановлений на відводі конденсату в ПМВ I-го ступеня.

Вхідними сигналами для регулятора рівня в ПМВ II-го ступеня є:

- рівень конденсату в ПМВ II-го ступеня групи А (Б);
- положення РК RU11S03 (RU12S03).

Завданням для регулятора встановлено значення 500 мм.

Регулятор повинен підтримувати рівним нулю неузгодженість:

$$EPS = L - L_{зад} - a \cdot H_{рк}, \quad (5.2)$$

де  $EPS$  - неузгодженість регулятора;

$L$  - поточне значення рівня, мм;

$L_{зад}$  - задане значення рівня, мм;

$H_{рк}$  - положення РК, %;

$a$  - коефіцієнт.

### **Регулятор максимального рівня в ПМВ I-го ступеня RU30C01**

Регулятор призначений для підтримки заданого значення рівня конденсату гріючої пари в ПМВ I-го ступеня групи А і Б у всіх експлуатаційних режимах енергоблоку впливом на РК RU30S01, який встановлений на відводі в лінію основного конденсату за ПНТ-2.

Регулятор повинен працювати з максимальним значенням рівня в ПМВ I-го ступеня, який повинен визначатися з двох вимірів рівня в ПМВ I-го ступеня групи А чи групи Б.

Вибір максимального рівня в ПМВ здійснюється програмованим реле.

Вхідними сигналами для регулятора рівня в ПМВ I-го ступеня є:

- рівень конденсату в ПМВ I-го ступеня групи А;
- рівень конденсату в ПМВ I-го ступеня групи Б;
- положення РК RU30S01.

Завданням для регулятора встановлено значення 500 мм.

Регулятор повинен підтримувати рівним нулю неузгодженість:

$$EPS = L - L_{зад} - a \cdot H_{рк} , \quad (5.3)$$

де  $EPS$  - неузгодженість регулятора;

$L$  - поточне значення рівня, мм;

$L_{зад}$  - задане значення рівня, мм;

$H_{рк}$  - положення РК, %;

$a$  - коефіцієнт.

### **Регулятор температури мережевої води UM21C05 (UM22C05)**

Регулятор призначений для підтримки заданого значення температури мережевої у всіх експлуатаційних режимах енергоблоку впливом на регулюючий клапан UM21S05 (UM22S05) відведенням частини холодної води по байпасу пікового ПМВ або впливом на регулюючий клапан UM21S03 (UM22S03) і відведенням частини холодної води по байпасу ПМВ II-ої ступені.

Вхідним сигналом для регулятора температури мережевої води за піковим ПМВ повинна бути температура мережевої води за піковим ПМВ групи А (Б).

Завдання для регулятора встановлюється в діапазоні від 70 °С до 130 °С оператором.

Регулятор повинен підтримувати рівним нулю неузгодженість:



$$EPS = T - T_{зад}, \quad (5.4)$$

де  $EPS$  - неузгодженість регулятора;

$T$  - поточне значення температури, °С;

$T_{зад}$  - задане значення температури, °С.

Вхідні сигнали САР ПМВ включають аналогові сигнали вимірювальних перетворювачів, дискретні сигнали стану регуляторів.

Перелік вхідних аналогових сигналів САР ПМВ наведено в таблиці 5.5, вхідних дискретних сигналів в таблиці 5.6, вихідних дискретних сигналів - в таблиці 5.7.

Таблиця 5.5 - Перелік вхідних аналогових сигналів САР ПМВ

№ з/п	Ідентифікатор	Найменування параметру	Діап. вимір	Одиниці фізичної величини	Регулятор
1	UM21T14 B1	Т мережної води за піковим ПМВ групи А	0-200	°С	UM21C0 5
2	UM21H03	Положення РК на байпасе ПМВ II-го ступеня групи А	0-100	%	
3	UM21H05	Положення РК на байпасе пікового ПМВ групи А	0-100	%	
4	UM22T14 B1	Т мережної води за піковим ПМВ групи Б	0-200	°С	UM22C0 5
5	UM22H03	Положення РК на байпасе ПМВ II-го ступеня групи Б	0-100	%	
6	UM22H05	Положення РК на байпасе пікового ПМВ групи Б	0-100	%	
7	UM21L03 B1	Рівень в піковому ПМВ групи А	0- 1600	мм	RU11C0 2
8	RU11H02	Положення РК рівня в піковому ПМВ групи А	0-100	%	
9	UM22L03 B1	Рівень в піковому ПМВ групи Б	0- 1600	мм	RU12C0 2
10	RU12H02	Положення РК рівня в піковому ПМВ групи Б	0-100	%	
11	UM21L02 B1	Рівень в ПМВ II-го ступеня групи А	0- 1600	мм	RU11C0 3
12	RU11H03	Положення РК рівня в ПМВ II-го ступеня групи А	0-100	%	

№ з/п	Ідентифікатор	Найменування параметру	Діап. вимір	Одиниці фізичної величини	Регулятор
13	UM22L02 B1	Рівень в ПМВ II-го ступеня групи Б	0-1600	мм	RU12C0 3
14	RU12H03	Положення РК рівня в ПМВ II-го ступеня групи Б	0-100	%	
15	UM21L01 B1	Рівень в ПМВ I-го ступеня групи А	0-1600	мм	RU30C0 1
16	UM22L01 B1	Рівень в ПМВ I-го ступеня групи Б	0-1600	мм	
17	RU30H01	Положення РК рівня в ПМВ I-го ступеня груп А і Б	0-100	%	

Таблиця 5.6 - Перелік вихідних дискретних сигналів САР ПМВ

№ з/п	Ідентифікатор	Найменування	Регулятор	Прим.
1	RU11C02A03	Команда «Більше» від рег-ра RU11C02	RU11 C02	24В
2	RU11C02A04	Команда «Менше» від рег-ра RU11C02		24В
3	RU12C02A03	Команда «Більше» від рег-ра RU12C02	RU12 C02	24В
4	RU12C02A04	Команда «Менше» від рег-ра RU12C02		24В
5	RU11C03A03	Команда «Більше» від рег-ра RU11C03	RU11 C03	24В
6	RU11C03A04	Команда «Менше» від рег-ра RU11C03		24В
7	RU12C03A03	Команда «Більше» від рег-ра RU12C03	RU12 C03	24В
8	RU12C03A04	Команда «Менше» від рег-ра RU12C03		24В
9	RU30C01A03	Команда «Більше» від рег-ра RU30C01	RU30 C01	24В
10	RU30C01A04	Команда «Менше» від рег-ра RU30C01		24В
11	UM21C05 A03	Команда «Більше» від рег-ра UM21C05	UM21 C05	24В
12	UM21C05 A04	Команда «Менше» від рег-ра UM21C05		24В
13	UM22C05 A03	Команда «Більше» від рег-ра UM22C05	UM22 C05	24В
14	UM22C05 A04	Команда «Менше» від рег-ра UM22C05		24В

Таблиця 5.7 - Перелік виконавчих механізмів САР ПМВ

№ з/п	Ідентифікатор	Найменування
1	RU11S02	РК на сливі КГП в піковому ПМВ групи А
2	RU12S02	РК на сливі КГП в піковому ПМВ групи Б
3	RU11S03	РК на сливі КГП в ПМВ II ступені групи А
4	RU12S03	РК на сливі КГП в ПМВ II ступені групи Б
5	RU30S01	РК на сливі КГП в ПМВ I ступеня групи А і Б
6	UM21S03	РК на байпасі ПМВ II ступені групи А
7	UM21S05	РК на байпасі пікового ПМВ групи А
8	UM22S03	РК на байпасі ПМВ II ступені групи Б
9	UM22S05	РК на байпасі пікового ПМВ групи Б

### Алгоритм роботи авторегуляторів

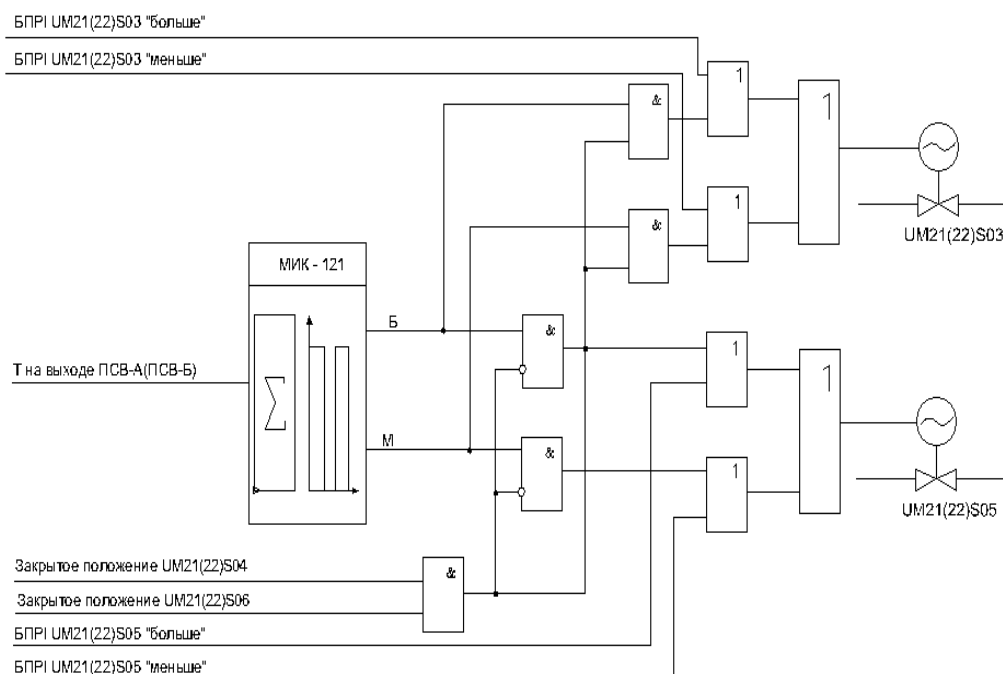


Рисунок 5.3 - Алгоритм роботи авторегуляторів температури мережевої води

Регулюючі клапани UM21S02, UM22S02 за проектом не мають регулюючих пристроїв і температура мережної води за підігрівачами першого ступеня (ПМВ-А-І і ПМВ-Б-І) може регулюватися тільки в режимі дистанційного керування.

Склад авторегуляторів.

Клапани експлуатуються з електроприводами «Тулаелектропривод».

Характеристики апаратури вхідних сигналів авторегуляторів наведені в таблиці 5.8.

Таблиця 5.8 - Характеристики апаратури вхідних сигналів (датчики температури) авторегуляторів

Пристрій, що регулює	Позиція вимірювального каналу	База вимірювального каналу
UM21C05	UM21T14B1	от 0 °С до 200 °С
UM22C05	UM22T14B1	от 0 °С до 200 °С

Авторегулятори рівня в пікових ПМВ.

Задане значення рівня 500 мм.

Склад авторегуляторів наведено в таблиці 5.9.

Таблиця 5.9 - Склад авторегуляторів рівня в пікових ПМВ

Пристрій, що регулює	Регулюючий пристрій
RU11S02	RU11C02
RU12S02	RU12C02

В якості виконавчих механізмів авторегуляторів використовуються електроприводи МЭО.

Регулюючий пристрій виконується на універсальному мікропроцесорному ПД-регуляторі МИК-121

Розташування ключів керування наведено в таблиці 5.10.

Таблиця 5.10 Розташування ключів керування в шафах

Позиція виконавчих механізмів	RU11S02	RU12S02
Шафа МЦК	2	3

Характеристики апаратури вхідних сигналів авторегуляторів наведені в таблиці 5.11.

Таблиця 5.11 Характеристики апаратури вхідних сигналів (датчики рівня) авторегуляторів

Пристрій, що регулює	Позиція вимірювального каналу	База вимірювального каналу
RU11C02	UM21L03B1	1970 мм
RU12C02	UM22L03B1	1970 мм

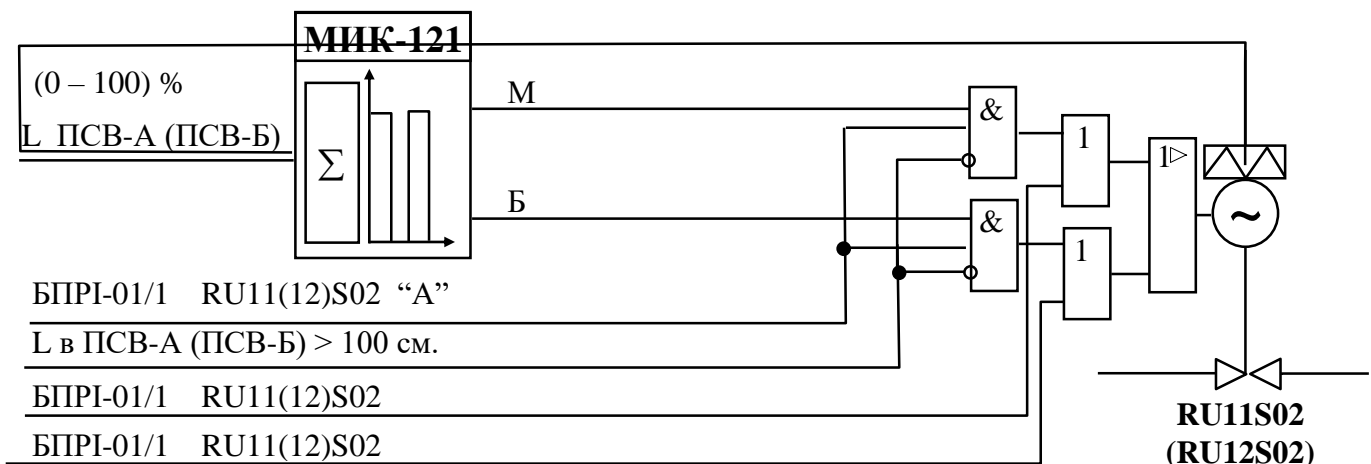


Рисунок 5.4 - Алгоритм авторегуляторів рівня в пікових ПМВ

Статичні і динамічні налаштування

Параметри налаштувань блоків, що регулюють RU11C02 наведені в таблиці 5.12.

Таблиця 5.12 - Параметри налаштувань блоків, що регулюють RU11C02

Тип блоку	Тип модуля	Органи налаштування						Перемички					
		$\Delta$	$\tau_{и}$	$\alpha_{п}$	$\tau_{и}$	$\tau_{д}$	$\tau_{д\phi}$	$\tau_{и}$	$\tau_{д}$				
P27 ACL1	P027.1	0,6	0,6	4,0	20	–	10	$\times 1$	ВЫКЛ				
		$\alpha_4$	$\alpha_3$	$\alpha_2$	Корр	$\alpha_{зу}$		Корр					
	И001.1	1	1	0,09	26	1		«←»					

Параметри налаштувань блоків, що регулюють RU12C02 наведені в таблиці 5.13.

Таблиця 5.13 - Параметри налаштувань блоків, що регулюють RU12C02

Тип блоку	Тип модуля	Органи налаштування						Перемички					
		$\Delta$	$t_{и}$	$\alpha_{п}$	$\tau_{и}$	$\tau_{д}$	$\tau_{дФ}$	$\tau_{и}$	$\tau_{д}$				
P27 ACL1	P027.1	0,6	0,6	2,0	2,8	–	6	×1	ВЫКЛ				
		$\alpha_4$	$\alpha_3$	$\alpha_2$	Корр	$\alpha_{3у}$		Корр					
	И001.1	–	–	0,12	22	–		«←»					

Авторегулятори рівня в ПМВ другого ступеня.

Задане значення рівня 500 мм.

Склад авторегуляторів наведено в таблиці 5.14.

Таблиця 5.14 - Склад авторегуляторів рівня в ПМВ другого ступеня

Пристрій, що регулює	Регулюючий пристрій
RU11S03	RU11C03
RU12S03	RU12C03

В якості виконавчих механізмів авторегуляторів використовуються електроприводи МЭО.

Регулюючий пристрій виконується на універсальному мікропроцесорному ПД-регуляторі МИК-121

Розташування ключів керування наведено в таблиці 5.15.

Таблиця 5.15 - Розташування ключів керування в шафах

Позиція виконавчих механізмів	RU11S03	RU12S03
Шафа МЩК	2	3

Характеристики апаратури вхідних сигналів авторегуляторів наведені в таблиці 5.16.

Таблиця 5.16 - Характеристики апаратури вхідних сигналів (датчики рівня) авторегуляторів

Пристрій, що регулює	Позиція вимірювального каналу	База вимірювального каналу
RU11C03	UM21L02B1	1920 мм
RU12C03	UM22L02B1	1920 мм



Авторегулятор максимального рівня в ПМВ першого ступеня.

Задане значення рівня 500 мм.

Склад авторегулятора наведено в таблиці 5.19.

Таблиця 5.19 - Склад авторегулятора максимального рівня в ПМВ першого ступеня

Пристрій, що регулює	Регулюючий пристрій
RU30S01	RU30C01

В якості виконавчих механізмів авторегуляторів використовується електропривод МЭО.

Регулюючий пристрій виконується на універсальному мікропроцесорному ПД-регулятор МИК-121

Розташування ключів управління наведено в таблиці 5.20.

Таблиця 5.20 - Розташування ключів управління в шафі

Позиція виконавчих механізмів	RU30S01
Шафа МЦК	3

Характеристики апаратури вхідних сигналів авторегуляторів наведені в таблиці 5.21.

Таблиця 5.21 - Характеристики апаратури вхідних сигналів (датчики рівня) авторегулятора

Пристрій, що регулює	Позиція вимірювального каналу	База вимірювального каналу
RU30C01	UM21L01B1	1600 мм
	UM22L01B1	1600 мм

Пристрій і робота

Алгоритм авторегулятора, який реалізований на апаратурі МИК-121, ПР114 наведено на рисунку 5.6. Блокування на авторегулятор не впливають.



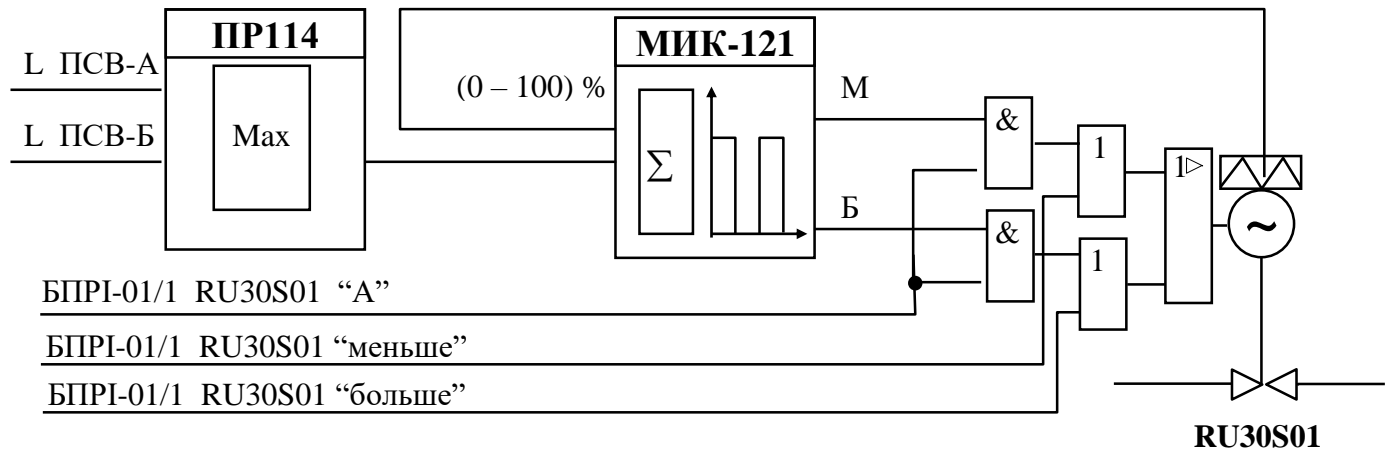


Рисунок 5.6 - Алгоритм авторегулятора в ПМВ першого ступеня

Статичні і динамічні налаштування

Параметри налаштувань блоків, що регулюють RU30C01 наведені в таблиці 5.22.

Таблиця 5.22 - Параметри налаштувань блоків, що регулюють RU30C01

Тип блоку	Тип модуля	Органи налаштування						Перемички					
		$\Delta$	$\tau_{и}$	$\alpha_{п}$	$\tau_{и}$	$\tau_{д}$	$\tau_{д\phi}$	$\tau_{и}$	$\tau_{д}$				
P27 ACL1	P027.1	1	0,23	0,7	5	—	0,5	$\times 1$	Выкл				
		И001.1	$\alpha_4$	$\alpha_3$	$\alpha_2$	Корр	$\alpha_{3у}$	Корр					
		—	—	1	28	—		$\llcorner \rightarrow$					

### 5.9 Функціональна схема теплотехнічного контролю ПМВ

Функціональна схема теплотехнічного контролю ПМВ наведена на рисунках 5.7 – 5.11.

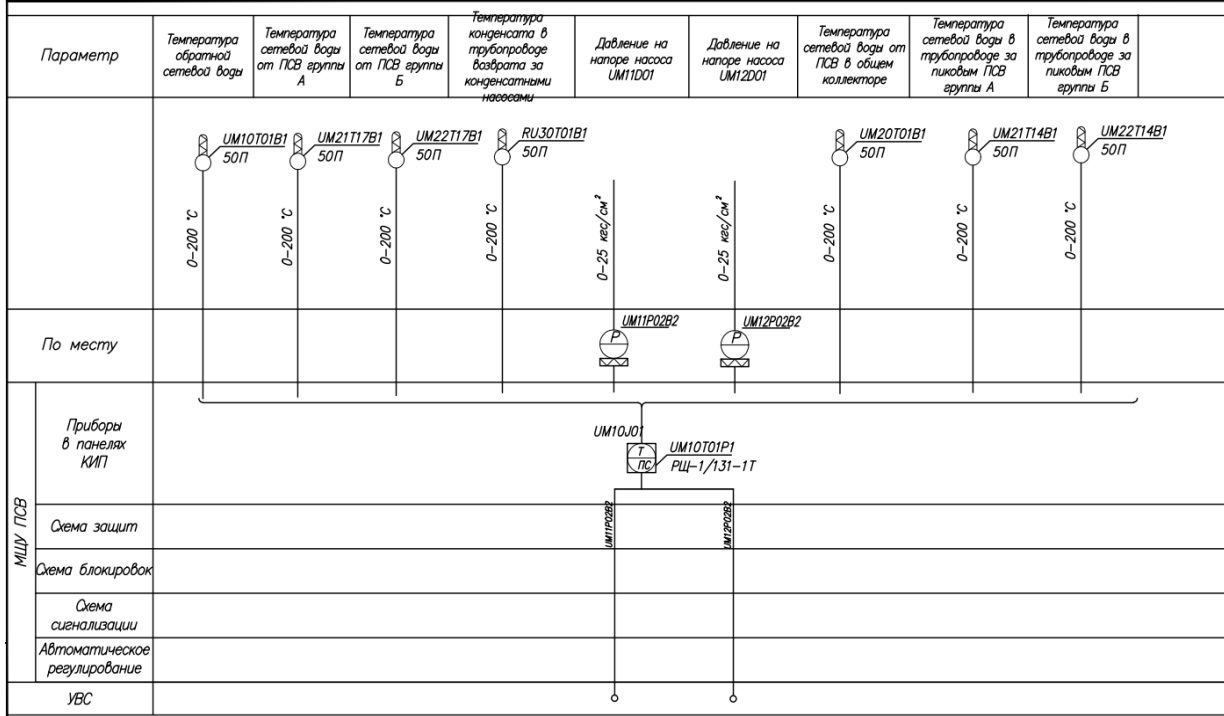


Рисунок 5.7 - Схема теплотехнічного контролю ПМВ (початок)

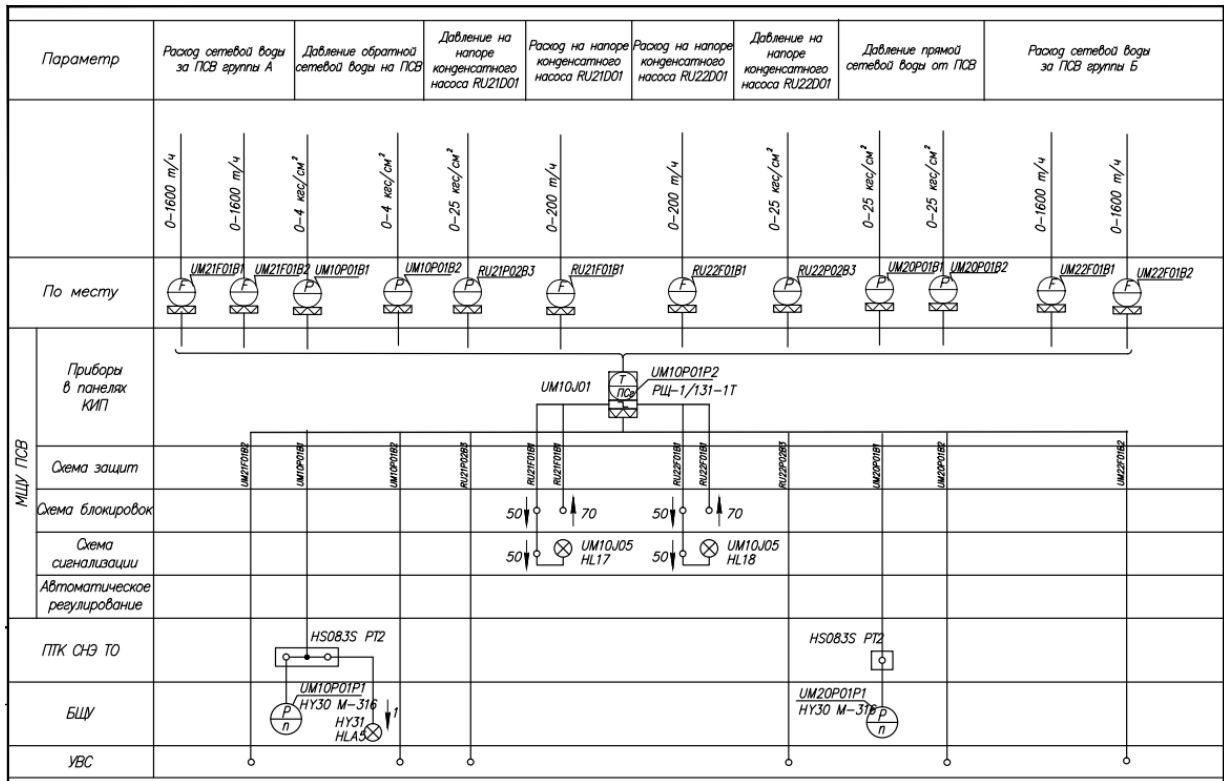


Рисунок 5.8 - Схема теплотехнічного контролю ПМВ (продовження)

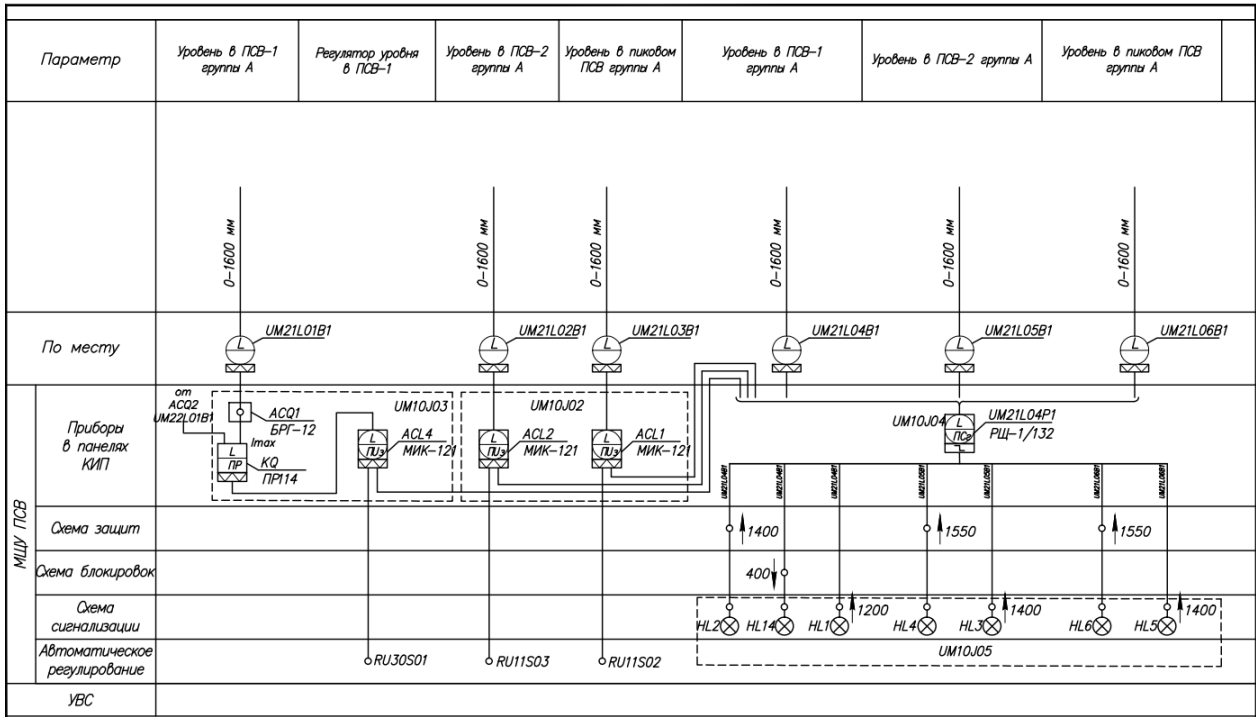


Рисунок 5.9 - Схема теплотехничного контролю ПМВ (продовження)

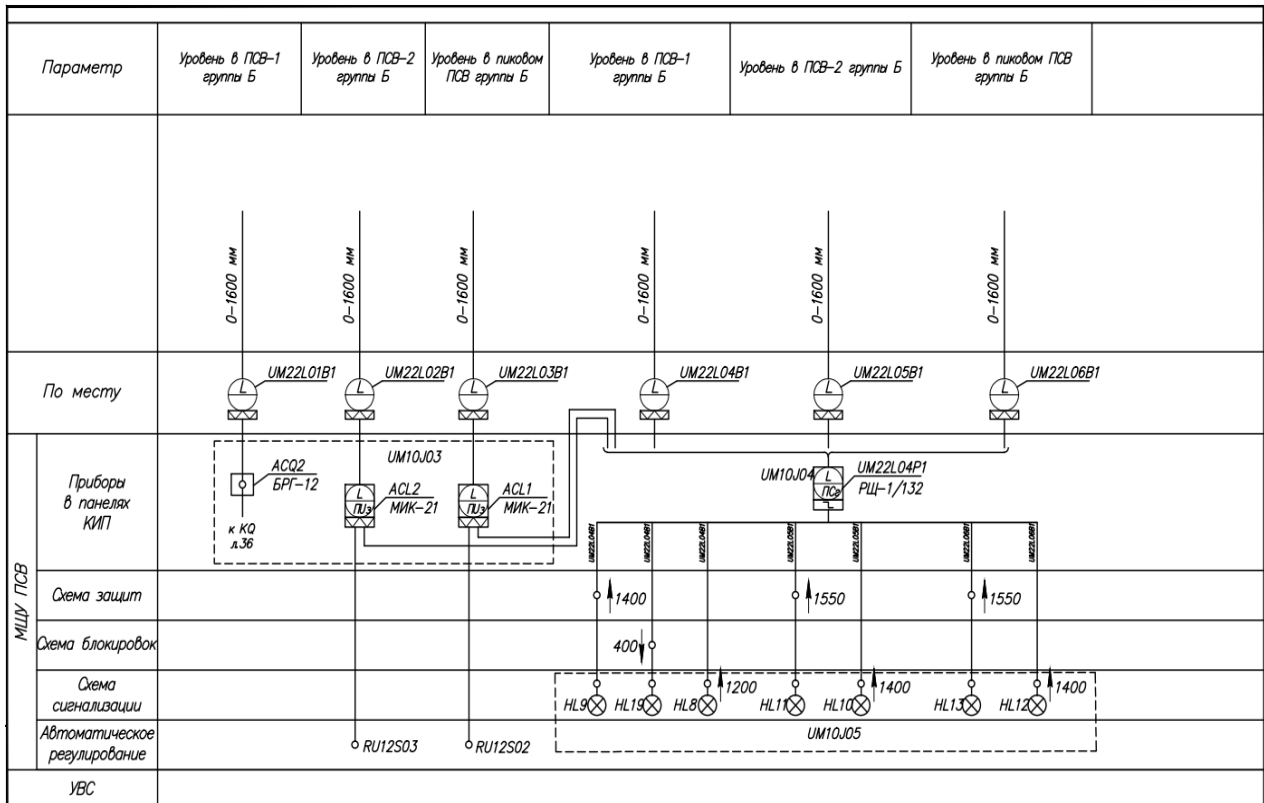


Рисунок 5.10 - Схема теплотехничного контролю ПМВ (продовження)

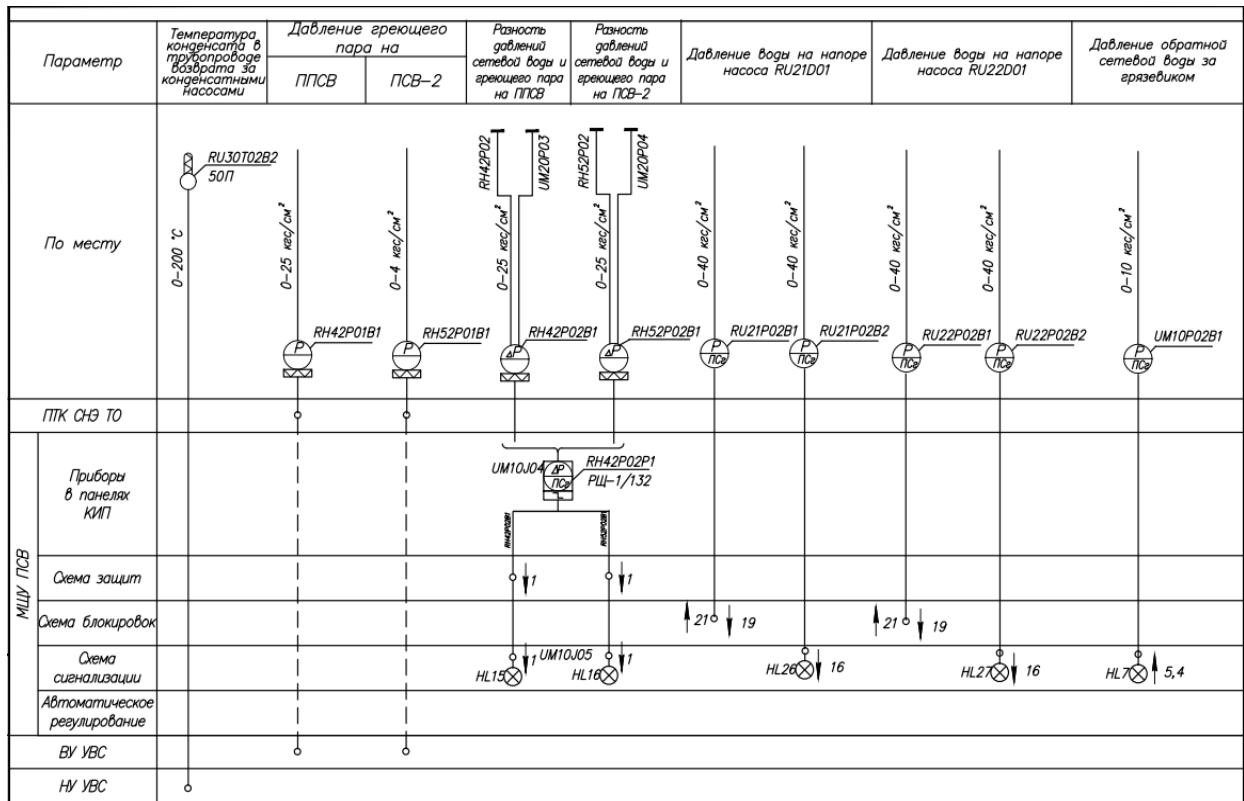


Рисунок 5.11 - Схема теплотехнического контроля ПМВ (закінчення)

### 5.10 Повна схема алгоритмів захисту та блокування ПМВ

Схема алгоритмів захисту та блокування ПМВ наведена на рисунках 5.12, 5.13

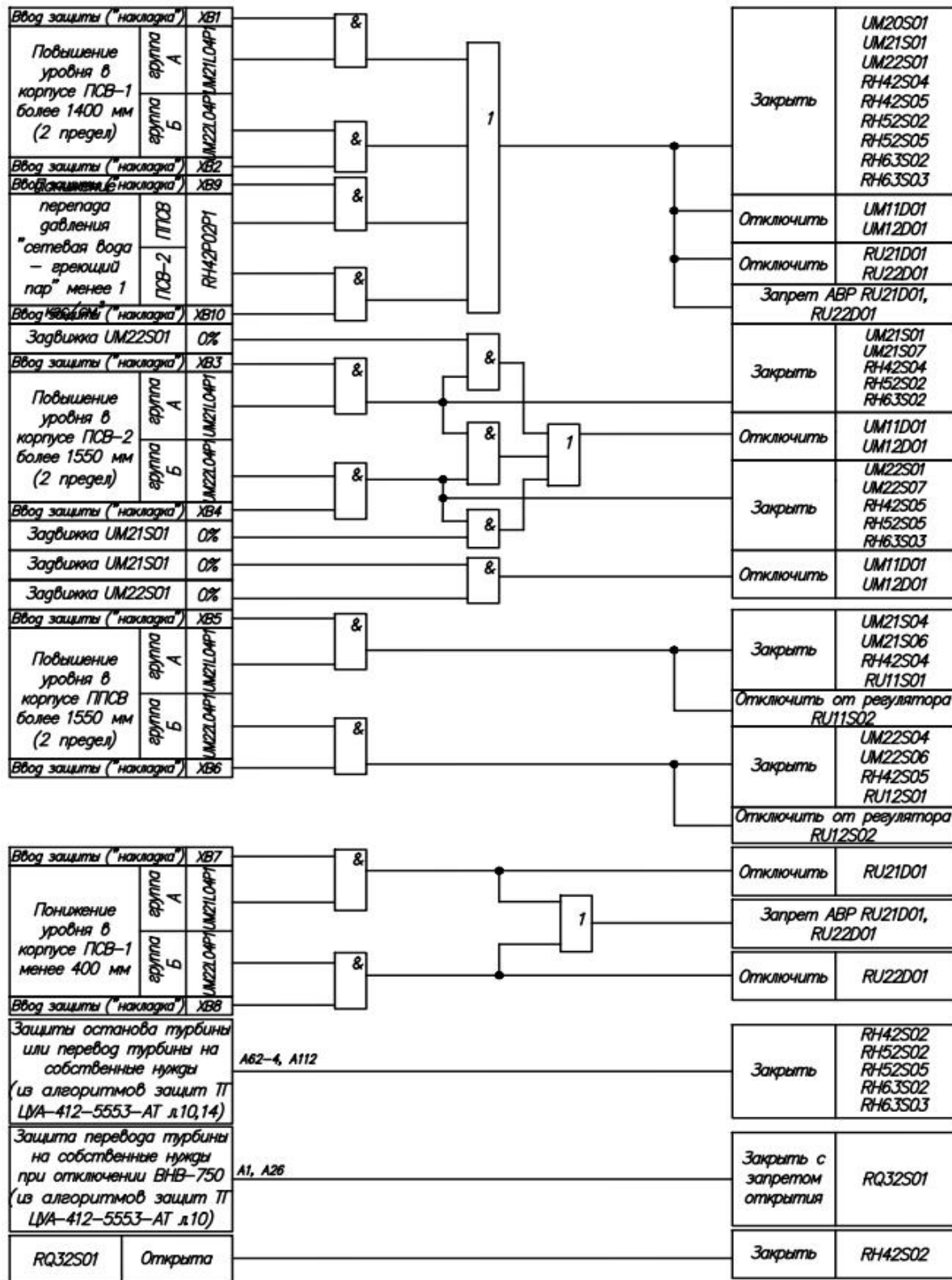


Рисунок 5.12 - Схема алгоритмів захисту та блокування ПМВ (початок)

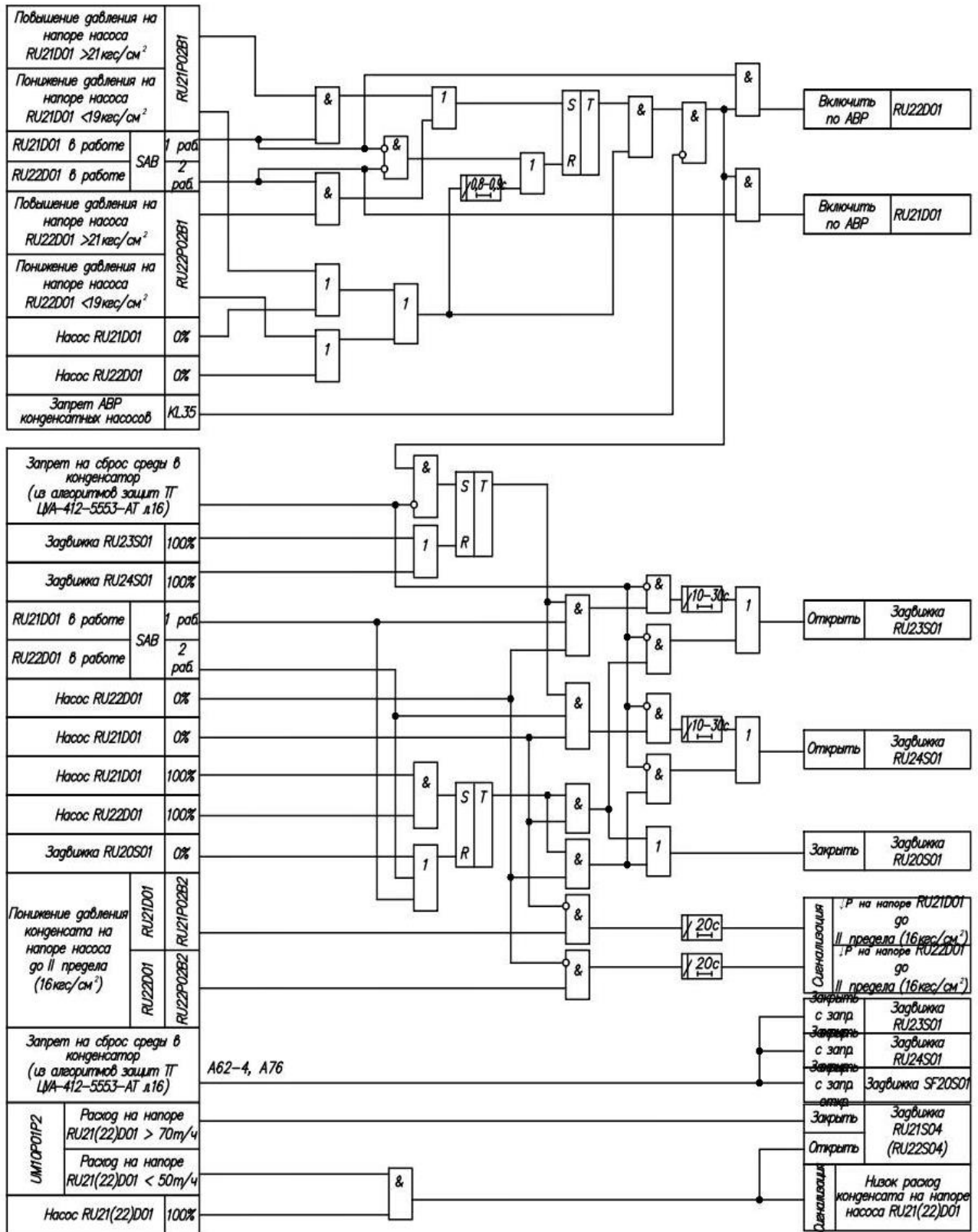


Рисунок 5.13 - Схема алгоритмів захисту та блокування ПМВ (закінчення)

### 5.11 Режимна наладка і випробування САР ПМВ після монтажу

Перелік регуляторів.

- RU11C02 - регулятор рівня в піковому ПМВ групи А.
- RU12C02 - регулятор рівня в піковому ПМВ групи Б.
- RU11C03 - регулятор рівня в ПМВ II ступені групи А.
- RU12C03 - регулятор рівня в ПМВ II ступені групи Б.
- RU30C01 - регулятор рівня в ПМВ I ступеня групи А і Б.
- UM21C05 - регулятор температури мережевої води за ПМВ групи А.
- UM22C05 - регулятор температури мережевої води за ПМВ групи Б.

Роботи по режимному налагодженню й випробуванням САР ПМВ на базі універсальних мікропроцесорних ПІД-регуляторах МИК-121 виконуються на діючому обладнанні теплофікаційної установки.

В обсяг робіт по режимному налагодженню й випробуванням САР ПМВ на базі універсальних мікропроцесорних ПІД-регуляторах МИК-121 входить:

- перевірка працездатності окремих елементів схем регулювання, технологічних алгоритмів, програмних пристроїв автоматизації;
- виявлення причин несправностей та їх усунення;
- перевірка статичної та динамічної настройки регуляторів, визначення оптимальних настроювальних параметрів САР;
- перевірка стійкості замкнутих контурів регулювання і забезпечення необхідної якості перехідних процесів.

Метою проведення режимної наладки і випробувань є перевірка відповідності якості роботи САР ПМВ на базі універсальних мікропроцесорних ПІД-регуляторів МИК-121.

За результатами випробувань визначається готовність САР ПМВ на базі універсальних мікропроцесорних ПІД-регуляторів МИК-121 до введення в експлуатацію.

Перед випробуваннями необхідно виставити або перевірити значення

всіх настроювальних параметрів САР відповідно до карти налаштувань.

Налагодження регуляторів проводиться по черзі по кожному з регуляторів і, після успішного її завершення, відповідний регулятор включається в роботу.

Випробування регуляторів в стаціонарному режимі проводять при введенні САР ПМВ в роботу нанесенням збурень відповідно до індивідуальних покрокових шагів виконання робіт для кожного регулятора.

Під час проведення випробувань вносяться наступні види збурень:

- методом зміни заданого значення регульованого параметра;
- шляхом дистанційного переміщення регулюючого клапана.

При нанесенні збурень, випробування продовжують до отримання необхідних показників якості роботи САР, корекцією попередньо встановлених налаштувань регуляторів.

Порядок проведення випробувань.

Перевірка регуляторів RU11,12C02, RU11,12C03, RU30C01, UM21,22C05 виконується по черзі.

Проконтролюється наступний стан:

- відсутні відмови і несправності по регулятору;
- регулятор відключений;
- регулюючий клапан знаходиться в діапазоні від 10% до 90% за вказівником положення;
- рівень конденсату в піковому ПМВ групи А, Б, ПМВ II-го ступеня групи А, Б, ПМВ I-го ступеня групи А, Б в діапазоні від 400 мм до 600 мм;
- для регуляторів UM21,22C05 температура мережної води за піковим ПМВ групи А, Б в діапазоні від 70 °С до 130 °С.

Зміщенням «В» при корекції аналогового входу AI2 (зворотний зв'язок регулятора за матеріальним становищем регулюючого клапана) в меню конфігурації структури регулятора МИК-121 (параметр CTRL.028) збалансувати регулятор на поточний стан регулюючого клапана.

Натисканням кнопки [А] БПРІ регулятора на панелі МЦК ПМВ



підключити регулятор до управління регулюючим клапаном.

Контролювати включення в роботу регулятора, відсутність світіння індикатора [РУ] на лицьовій панелі регулятора МИК-121.

Протягом 10 - 15 хв. контролювати стійку роботу регулятора.

При незадовільній якості роботи регулятора провести корекцію попередньо встановлених налаштувань регулятора.

З лицьовій панелі регулятора МИК-121 задати для регулятора значення уставки завдання на  $30 \div 50$  мм більше або менше від встановленої.

Контролювати роботу регулятора і відхилення рівня в піковому ПМВ групи А, Б, ПМВ II-го ступеня групи А, Б, ПМВ I-го ступеня групи А, Б до закінчення перехідного процесу.

З лицьовій панелі регулятора МИК-121 задати початкове значення завдання для регулятора.

Контролювати роботу регулятора і відхилення рівня в піковому ПМВ групи А, Б, ПМВ II-го ступеня групи А, Б, ПМВ I-го ступеня групи А, Б до закінчення перехідного процесу.

Натисканням кнопки [Р] БПРІ регулятора на панелі МЦК ПМВ відключити регулятор від управління регулюючим клапаном.

Контролювати наявність світіння індикатора [РУ] на лицьовій панелі регулятора МИК-121.

У конфігурації структури регулятора МИК-121 встановити швидкості динамічного балансування значення «900» (параметр CTRL.02)

Одноразовим впливом на ключ дистанційного керування на закриття перемістити регулюючий клапан в положення, яке відрізняється на 5 - 10% за вказівником положення від початкового значення.

Натисканням кнопки [А] БПРІ регулятора на панелі МЦК ПМВ підключити регулятор до управління регулюючим клапаном.

Контролювати відсутність світіння індикатора [РУ] на лицьовій панелі регулятора МИК-121.

Контролювати роботу регулятора і відхилення рівня в піковому ПМВ

групи А, Б, ПМВ II-го ступеня групи А, Б, ПМВ I-го ступеня групи А, Б до закінчення перехідного процесу.

Натисканням кнопки [Р] БПРІ регулятора на панелі МЦК ПМВ відключити регулятор від управління регулюючим клапаном.

Контролювати наявність світіння індикатора [РУ] на лицьовій панелі регулятора МІК-121.

Однократним воздействием на ключ дистанційного управління в сторону откриття переместить регулирующий клапан в положение, отличающееся на 5 - 10 % по указателю положения от исходного значения.

Натисканням кнопки [А] БПРІ регулятора на панелі МЦК ПМВ підключити регулятор до управління регулюючим клапаном.

Контролювати відсутність світіння індикатора [РУ] на лицьовій панелі регулятора МІК-121.

Контролювати роботу регулятора і відхилення рівня в піковому ПМВ групи А, Б, ПМВ II-го ступеня групи А, Б, ПМВ I-го ступеня групи А, Б до закінчення перехідного процесу.

Критерии успешного проведения работ и приемлемости результатов.

При незадовільній якості роботи регулятора провести корекцію попередньо встановлених налаштувань регулятора і повторити процедуру.

Відновити початковий стан ключів і уставок.

Висновок про якість роботи САР ПСВ робиться за результатами аналізу їх роботи при різних видах збурень і за умови надійної і злагодженої роботи пов'язаних систем автоматичного регулювання.

Основними показниками якості роботи САР є:

- максимальне відхилення величини регульованого параметра;
- перерегулювання;
- ступінь загасання перехідного процесу;
- похибка в підтримці технологічних параметрів в статичних режимах роботи;
- частота проходження керуючих впливів в статичних режимах роботи.

Максимальні відхилення параметрів систем регулювання при їх роботі в стаціонарних режимах і внесення збурень в процесі режимної наладки не повинні призводити до порушень умов нормальної експлуатації, відключення елементів основного і допоміжного обладнання, не повинні перевищувати значень уставок, при яких відбувається спрацьовування захистів.

У всіх режимах експлуатації енергоблоку перерегулювання по регулюючому органу не повинно бути більше 50% і визначатися за формулою:

$$y = \frac{\Psi_{max} - \Psi_{\infty}}{\Psi_{\infty}} \times 100 \%, \quad (5.5)$$

де  $y$  – перерегулювання по регулюючому органу;

$\Psi_{max}$  – максимальне відхилення положення регулюючого органу;

$\Psi_{\infty}$  – сталі значення положення регулюючого органу після завершення перехідного процесу.

Ступінь загасання перехідного процесу в усіх режимах експлуатації енергоблоку повинна бути не менше  $\Psi \geq 0,75$  і визначатися за формулою:

$$\Psi = \frac{\Psi_1 - \Psi_3}{\Psi_1}, \quad (5.6)$$

де  $\Psi$  - ступінь загасання;

$\Psi_1$  – значення першої амплітуди синусоїдального коливання регульованого параметра з урахуванням зони нечутливості;

$\Psi_3$  – значення третьої амплітуди синусоїдального коливання регульованого параметра з урахуванням зони нечутливості.

У стаціонарних режимах роботи енергоблоку задане значення технологічного параметра має підтримуватися з точністю не гірше  $\pm 2\%$  від

діапазону вимірювання підтримуваного технологічного параметра (без урахування нерівномірності регулювання).

При нанесенні обурення переміщенням регулюючого клапана слід враховувати, що всі регулятори зі зворотним зв'язком по положенню регулюючого клапана, характеризуються статичною нерівномірністю, тому після нанесення даного виду обурення вони будуть виходити на нове значення рівня, що відрізняється від заданого.

У стаціонарних режимах роботи енергоблоку частота включень регуляторів при незмінному навантаженні не повинна перевищувати, в середньому 6 включень в 1 хвилину.

Випробування вважаються успішними, якщо:

- вони проведені в повному обсязі;
- робота систем автоматичного регулювання та блокування відповідає проекту;
- підтримувані параметри не досягнули уставок спрацьовування технологічних захистів;
- технологічна сигналізація працювала відповідно до проекту;
- оперативний персонал не втручався в роботу САР і блокування при роботі енергоблоку в стаціонарних режимах.

При проведенні випробувань також фіксується стійкість замкнених контурів регулювання при нанесенні збурень.

*Висновок.* В даному розділі зроблений вибір технічних засобів автоматизації, описана схема управління виконавчим механізмом та підібраний контролер МИК-121 за технічними характеристиками та прийнятною ціною. Модернізована САР вирішує завдання реалізації існуючого алгоритму роботи системи регулювання рівня і температури. Поставлене завдання пов'язане із забезпеченням безпечної експлуатації АС, що у край актуально при формуванні політики в області безпеки АС. В процесі модернізації було прийнято технічне рішення, на підставі якого були внесені зміни в технічні вимоги, і реалізований алгоритм.

## 6 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ охорони праці розроблено згідно [1].

У країнах світу, залежно від економічного розвитку та політичного стану, існують закони на нормативні документи, які повністю або частково, захищають людину від небезпечних та шкідливих умов праці, забезпечують охорону її здоров'я.

Згідно закону України «Про охорону праці» охорона праці - це система законодавчих, соціально-економічних, технічних, санітарно-гігієнічних і організаційних заходів, що забезпечують безпеку, збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці. Охорона праці включає організаційно-правові питання, техніку безпеки, виробничу санітарію і пожежну профілактику

Загальний нагляд за додержанням норм охорони праці покладено на прокуратуру, спеціальний – на професійні спілки. Контроль за безпекою праці здійснюють також державні й відомчі спеціалізовані інспекції.

Мета охорони праці: досягнення соціального ефекту, тобто забезпечення безпеки праці, збереження життя та здоров'я працюючих, скорочення кількості нещасних випадків і захворювань на виробництві.

### 6.1 Аналіз атомної електростанції з точки зору охорони праці

Закон України «Про охорону праці» зобов'язав власника за свої засоби організувати проведення при прийомі на роботу медичних оглядів і протягом трудової діяльності лікарський контроль за поляганням здоров'я робочих, зайнятих на важких роботах, роботах з шкідливими і небезпечними умовами праці або таких, де є необхідність в професійному відборі, а також обов'язковий щорічний медичний огляд осіб у віці до 21 року незалежно від того, в яких умовах вони працюють.

Головним завданням, яке повинен вирішувати відділ охорони праці, є забезпечення безпечних умов і охорона праці працівників атомної електростанції.

Основою функціонування на атомній електростанції системи управління охороною праці є [2].

Основою системи охорони праці є служба управління охороною праці (СУОП), яка функціонує згідно з [2].

На атомній електростанції згідно з [3] проводиться навчання та перевірка знань з питань охорони праці.

Згідно з [4] розробляються та проводяться інструктажі з питань охорони праці.

Згідно з [5] проводиться забезпечення працівникам спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту.

## 6.2 Аналіз умов праці на робочому місці оператора контрольно-вимірюючих приладів на БЩК

### 6.2.1 Мікрокліматичні параметри умов праці

Виробничим мікрокліматом називається фізичне полягання повітряного середовища виробничих приміщень, яке визначається температурою, вологістю, рухом повітря і тепловим випромінюванням нагрітих поверхонь устаткування, що в сукупності впливає на теплове полягання організму людини. Основні вимоги пред'являються до виробничого мікроклімату висловлені в [6].

Температура повітря виробничих приміщень визначається величиною тепловиділень від виробничих джерел і людей, від інсоляції, від теплопередачі через зовнішні огорожі, від повітрообміну.

Зміна температурних умов виробничого середовища супроводжується зміною обмінних процесів. При високій температурі порушується водний обмін у зв'язку із значним потовиділенням. Якщо звична втрата вологи через

випаровування для осіб, що не виконують фізичної роботи, складає 0,8-1,2 г/хв, то при високій температурі вона може скласти 2,35-3,10 г/хв. Загальна втрата маси за робочий день може скласти 4-8 кг. При цьому разом з водою відбувається видалення з організму солей, головним чином хлористого натрію (30-40 г замість 10 г).

Мікрокліматичні показники умов праці на робочому місці оператора контрольно-вимірюючих пристроїв приведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 - Мікрокліматичні показники умов праці на робочому місці оператора контрольно-вимірюючих пристроїв

Найменування показників	Оптимальні величини	Допустимі величини
Температура, С	19-21	17-23
Відносна вологість, %	60-40	75
Швидкість руху повітря, м/с	0,2	0,21-0,3

6.2.2 Освітлення робочої зони на БЩК на робочому місці оператора контрольно-вимірюючих приладів

Як джерела штучного освітлення широко використовуються лампи розжарювання і газорозрядні лампи.

Основним недоліком газорозрядних ламп є пульсація світлового потоку, яка може зумовити виникнення стробоскопічного ефекту. В результаті такого ефекту спотворюється зорове сприйняття предметів, що пересуваються і обертаються, що може збільшити небезпеку травматизму. До недоліків цих ламп можна також віднести складність схеми включення, шум дроселів, значний час між включенням і запаленням ламп, відносно дорожнечу.

При незадовільному освітленні зорова здатність очей знижується і можуть розвинути такі захворювання, як короткозорість, катаракта, ністагм. Надмірно яскраве освітлення викликає засліплення, роздратування і різь в очах.

Освітленість робочого місця повинна бути не менше  $E_{\text{треб}}=110$  лк.

### 6.2.3 Повітря робочої зони

Виробнича вентиляція - це організований обмін повітря між атмосферою і виробничими приміщеннями.

Санітарно-гігієнічні вимоги до виробничої вентиляції висловлені в [7].

Природна вентиляція промислових будівель обумовлена поєднанням ефекту вітрового і теплового натиску.

Місцева механічна вентиляція, як правило, є витяжною і вирішує задачу уловлювання шкідливих виділень (пилу, пари) на місці їх освіти.

ГДК – це концентрація, яка при щоденній(крім вихідних днів)) роботі протягом 8 год чи при іншій тривалості, але не більше 41 годин у тиждень , протягом усього робочого стажу не можуть визвати захворювань або відхилень у стані здоров'я, виявлених сучасними методами досліджень у процесі роботи або віддалені строки життя теперішнього і наступних поколінь.

Згідно з [6] при одночасному вмісті в повітрі робочої зони декількох шкідливих речовин одно направленої дії (за висновком органів державного санітарного нагляду) відношень фактичних концентрацій кожного з них  $\{K_1, K_2, \dots, K_n\}$  в повітрі до їх ПДК (ПДК<sub>1</sub>, ПДК<sub>2</sub> . . . ПДК<sub>n</sub>) не повинна перевищувати одиниці:

$$\frac{K_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{K_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{K_n}{\text{ПДК}_n} \leq 1 \quad (6.1)$$

### 6.2.4 Іонізуюче випромінювання

Іонізуюче випромінювання – це випромінювання, взаємодія якого з середовищем призводить до утворення електричних зарядів (іонів) різних знаків.

АЕС є система технічних бар'єрів захисту, так званих бар'єрів радіаційної безпеки. Ці бар'єри утворюють інженерний комплекс глибоко



ешелонованого багатоступінчастого радіаційного захисту.

Нормування іонізуючого випромінювання регламентується [8].

Гранично допустима доза (ГДД) — найбільше значення індивідуальної еквівалентної дози за рік, яка при рівномірному впливі протягом 50 років не викликає в стані здоров'я професійного працівника несприятливих змін, що виявляються сучасними методами.

Граничні дози (ГД) — гранична еквівалентна доза за рік для обмеженої частини населення,  $ГД < ГДД$  — це зроблено для запобігання необґрунтованого опромінення людей безпосередньо не працюють в умовах впливу іонізуючого випромінювання.

У порядку убування радіочутливості встановлюють три групи критичних органів: перша група — гонади і червоний кістковий мозок; друга група — м'язи, щитовидна залоза, жирова тканина, печінка, нирки, селезінка, шлунково-кишковий тракт, легені, кристалик ока й інші органи, крім тих, які віднесені до I і III груп; третя група — шкіряний покрив, кісткова тканина, кисті, передпліччя, щиколотки і стопи.

Таблиця 6.2 - ГД і ГДД іонізуючого випромінювання

Дози	I група критичних органів	II група критичних органів	III група критичних органів
ГД (категорія А)	5 бер	15 бер	30 бер
ГГД (категорія Б)	0,5 бер	1,5 бер	3 бер

Тобто значення ГД для відповідних груп критичних органів в 10 разів менше ГДД.

Категорія А — персонал, тобто особи, які працюють з джерелами іонізуючого випромінювання.

Категорія Б — обмежена частина населення, тобто особи, які безпосередньо не працюють з джерелами іонізуючого випромінювання, але

за умовами проживання або розміщення робочих місць можуть піддаватися впливу випромінювання.

#### 6.2.5 Шум та вібрація на робочому місці оператора контрольно-вимірюючих приладів на БЩК

Виробничим шумом називається шум на робочих місцях, на ділянках або на територіях підприємств, який виникає під час виробничого процесу. Санітарно-гігієнічні вимоги до виробничого шуму пред'являються відповідно до [9].

Згідно з [10] серед всіх видів механічних дій для технічних об'єктів, найбільш небезпечна вібрація. Знакозмінні напруги, викликані вібрацією, сприяють накопиченню пошкоджень в матеріалах, появі тріщин і руйнуванню. Частіше всього і досить швидко руйнування об'єкту настає при вібраційних впливах в умовах резонансу. Вібрація викликає також і відмови машин, приладів.

#### 6.2.6 Електробезпека на робочому місці оператора контрольно-вимірюючих пристроїв на БЩК

Згідно з [11] заземлення електроустановки - навмисне електричне з'єднання її корпусу з заземлюючим пристроєм.

Захисне заземлення - навмисне з'єднання з землею частин електроустановки. Застосовуються в мережах з ізолюваною нейтраллю, наприклад, у старих будинках з мережами 220В.

У разі виникнення пробою ізоляції між фазою і корпусом електроустановки корпус її може виявитися під напругою. Якщо до корпусу в цей час доторкнувся людина - струм, що проходить через людину, не становить небезпеки, тому що його основна частина потече по захисному заземленню, яке володіє дуже низьким опором.

Занулення - навмисне електричне з'єднання частин електроустановки, нормально не знаходяться під напругою з глухо заземленою нейтраллю з нульовим проводом. Це призводить до того, що замикання будь-який з фаз на корпус електроустановки перетворюється на коротке замикання цієї фази з нульовим проводом. Струм в цьому випадку виникає значно більший, ніж при використанні захисного заземлення, і захисна апаратура спрацює ефективніше. Швидке і повне відключення пошкодженого обладнання - основне призначення занулення.

Основне завдання електробезпеки - мінімізувати можливість негативного впливу електричного струму на людину. Досягти цієї мети можна за допомогою таких заходів і засобів:

- безпечною і надійною конструкцією електроустановок;
- організаційними та технічними заходами щодо безпечної експлуатації електроустановок та використання електричної енергії;
- технічними засобами захисту.

Технічні засоби захисту - це пристрої, що слугують для захисту людини від ураження електричним струмом. До них належать:

- ізоляція струмопровідних частин;
- недоступність для випадкового дотику до струмопровідного устаткування;
- захисне заземлення;
- занулення; захисне відключення;
- захисне розділення електромережі;
- мала напруга;
- сигналізація про небезпеку дотику;
- електрозахисні засоби.

Стан ізоляції струмопровідних частин повинен відповідати правилам використання електроустановок. Цими правилами передбачене періодичне випробування ізоляції (2 рази на рік у приміщеннях зі складними умовами, підвищеною вологістю і 1 раз на рік у приміщеннях з нормальним

середовищем). Ізоляція створює великий опір, який перешкоджає протіканню через неї струму. Опір ізоляції кожної установки або окремої ділянки електричної мережі має бути не меншим 0,5 МОм. Якщо опір ізоляції знижується на 50% від початкового, мережу або ізоляцію міняють.

### 6.2.7 Пожежна безпека

Забезпечення пожежної безпеки є невід'ємною частиною державної діяльності щодо охорони життя та здоров'я людей, національного багатства і навколишнього природного середовища.

В машинному залі АЕС категорія пожежної небезпеки Г - це приміщення, в яких спалюють паливо, у тому числі газ, або обробляють неспалимі речовини в гарячому, розжареному або розплавленому стані, тому що:

$$\Delta P < 5 \text{ кПа}, t > 28^\circ \text{ C}$$

Працівники енергооб'єктів повинні проходити протипожежний інструктаж, удосконалювати знання по пожежній безпеці, регулярно брати участь в протипожежних тренуваннях і проходити перевірку знань ППБ відповідно до вимог діючих НД по підготовці персоналу і справжніх Правил.

Кожний випадок пожежі (загоряння) повинен розслідуватися спеціально призначеною комісією для встановлення причин, збитків, винуватців виникнення пожежі (загоряння) і розробки протипожежних заходів для інших об'єктів галузі.

### 6.3 Розрахунок штучного освітлення на БЦК

Для отримання дифузного, комфортного для очей без зайвих тіней світла і для захисту очей від сліпучої дії незахищених ламп застосовується освітлювальна арматура, яка в потрібних випадках захистить лампу від пилу, бруду, атмосферних опадів: механічних пошкоджень.

Освітлювальну арматуру разом з лампою називають світильником.

Захист ока від сліпучої дії лампи здійснюється завдяки наявності в арматурі так званого захисного кута, під яким мається на увазі кут, утворений горизонтальною лінією, що проходить через центр лампи, і прикордонною лінією, що проходить через край нитки, що світиться, і протилежний край арматури. Чим більше захисний кут, тим більше захищено око від сліпучої дії джерела світла. Залежно від захисного кута розв'язується питання про висоту підвісу світильника.

Таблиця 6.3 - Початкові дані умов праці

Розміри приміщення, м		Розрахункова висота Н підвісу світильника, м	Як найменший розмір об'єкту розрізнення, мм	Контраст об'єкту розрізнення з фоном	Характеристика фону	Система освітлення	Світильник	Концентрація пилу в повітрі мг/м	Коефіцієнти віддзеркалення $\rho_p$ - $\rho_c$ - $\rho_p$
Довжина А	Довжина В								
24	10	5	0,5	малий	темний	загальна	ПВЛМ	0,1	0,5-0,3-0,1

Хід виконання розрахунку

Обчислимо норму освітленості  $E$  залежно від розряду зорової роботи, контрасту об'єкту з фоном, характеристики фону і системи освітлення:

$$E_{табл} = 500 \text{ лк}$$

Визначимо тип ламп для заданого світильника: ЛЛ.

Визначимо норму освітленості залежно від типу ламп. Так як в роботі розглядаються газорозрядні лампи, то

$$E'_n = E_{табл} = 500 \text{ лк}$$

Визначимо освітленість, яке повинне створювати загальне освітлення залежно від системи освітлення:

$$E_n = E'_n = 500 \text{ лк}$$

Обчислимо коефіцієнт запасу  $K_z$  залежно від концентрації пилу:  $K_z = 1,5$ .

Приймаємо коефіцієнт мінімальної освітленості для ЛЛ:  $Z = 1,1$

Визначимо тип КСС для заданого світильника - Д.

Знайдемо значення коефіцієнтів  $b$  і  $c$  залежно від типу КСС і заданого поєднання коефіцієнтів віддзеркалення:

$$b = 1,5$$

$$c = 0,56$$

Визначимо значення  $\lambda_0$  та  $\lambda_\phi$ :

$$\lambda_0 = 1,4$$

$$\lambda_\phi = 2,1$$

Визначимо площу приміщення:  $S = A * B = 24 * 10 = 240 \text{ м}^2$

Обчислимо індекс приміщення:  $i = S / ((A + B) * H) = 1,4$

Визначимо коефіцієнт використання  $\eta$ :

$$\eta = i^2 / [(i^2 + c) * b] = 0,52044$$

Знайдемо еквівалентну площу  $S_{\text{э}}$ :

$$S_{\text{э}} = S * K_z * Z / \eta = 760,9 \text{ м}^2$$

Обчислимо оптимальну відстань між світильниками:

$$L_0 = \lambda_0 * H = 7 \text{ м}$$

Визначимо оптимальну кількість світильників  $N_0$ :

$$N_0 = S / L_0^2 = 5$$

Обчислимо необхідний світловий потік світильника  $\theta_c$ :

$$\theta_c = S \varepsilon * E_n / N_0 = 76089,75 \text{ лм}$$

Виберемо світловий потік лампи, потужність лампи  $P$ , число ламп в світильнику  $n$  так, щоб приблизно виконувалася умова

$$n * \theta \approx \theta_c$$

$$\theta = 4650 \text{ лм}$$

$$P = 65 \text{ Вт}$$

$$n = 2$$

Визначимо довжину світильника  $L_c$  залежно від типу і потужності лампи:  $L_c = 1,5 \text{ м}$

Обчислимо освітленість  $E_1$ , створену одним світильником:

$$E_1 = n * \theta / S \varepsilon = 12,22 \text{ лм}$$

Визначимо попереднє число світильників:

$$Nn = E_n / E_1 = 41$$

Визначимо попередню відстань між світильниками:

$$L = \sqrt{S / Nn} = 2,4 \text{ м}$$

Розрахуємо попереднє значення відношення відстані між світильниками до розрахункової висоти підвісу світильників:

$$\lambda = L / H = 0,5$$

Обчислимо число розрядів світильників уздовж сторони  $A$ , округляючи значення до найближчого меншого цілого числа:

$$N_A = A / L = 9$$

Обчислимо число розрядів світильників уздовж сторони  $B$ , округляючи значення до найближчого більшого цілого числа:

$$N_B = Nn / N_A = 5$$

Розрахуємо число світильників:

$$N = N_A * N_B = 45$$

Визначимо мінімальну освітленість:

$$E = N * E_1 = 550 \text{ лм}$$



Знайдемо відносне відхилення мінімальної освітленості від нормованої:

$$\varepsilon = (E / E_n - 1) * 100\% = 10,0\%$$

Визначимо відстань між світильниками уздовж сторони  $A$ :

$$L_A = A / N_A = 2,7 \text{ м}$$

Определим расстояние между светильниками вдоль стороны  $B$ :

$$L_B = B / N_B = 2 \text{ м}$$

Накреслимо схему розташування світильників.

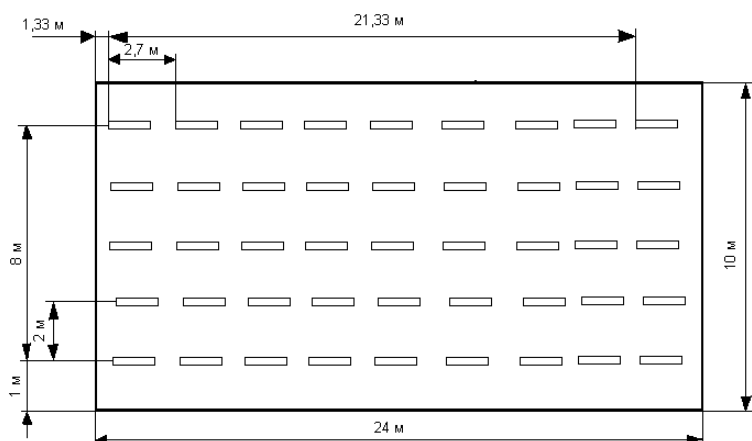


Рисунок 6.1 - Схема розташування світильників на БЦК

*Висновок.* В даному розділі розглянуто АЕС з точки зору охорони праці.

Проаналізовано умови праці на робочому місці оператора контрольно-вимірюючих приборів на БЦК.

Основою системи охорони праці є служба управління охороною праці.

На атомній електростанції проводиться навчання та перевірка знань з питань охорони праці.

Дослідження питань нормативно-правового регулювання охорони праці в Україні є одним із важливих напрямків сучасної науки. Як свідчить аналіз, сьогодні наявні ряд проблем у становленні цієї важливої галузі, а відсутність теоретичного осмислення вітчизняного досвіду в цій сфері породжує серед учених і управлінців-практиків дискусії та неоднозначне ставлення до їх тлумачення. Загальні принципи державної політики в галузі охорони праці, які визначено законодавством України, спрямовані на створення належних, безпечних і здорових умов праці, запобігання нещасним випадкам та професійним захворюванням, адаптацію трудових процесів до спроможності працівника з урахуванням стану його здоров'я і психологічного стану, що узгоджується з принципами захисту здоров'я працівників, які визначено в Конвенціях Міжнародної організації праці, директивах Європейського Союзу.

## 7 РОЗРАХУНОК КАПІТАЛЬНИХ ВКЛАДЕНЬ У ЗВ'ЯЗКУ З МОДЕРНІЗАЦІЄЮ МЦЦК ПСВ

Визначення капітальних вкладень

Заміна морально і фізично застарілого обладнання МЦЦК ПМВ на сучасне обладнання направлена на:

- збільшення надійності функціонування теплофікаційної установки ПМВ за рахунок використання сучасних технічних і програмних засобів;
- підвищення технічного рівня експлуатації;
- поліпшення умов і культури праці обслуговуючого персоналу;
- заміну морально і фізично застарілого обладнання автоматизації;
- підвищення якості інформаційного забезпечення оперативного та ремонтного персоналу.

До складу МЦЦК ПМВ входять 5 шаф керування вартістю 75000 грн. за одиницю.

Сума капіталовкладень  $K_{ов}$  на устаткування без урахування ПДВ включає вартість придбаного устаткування та витрати на транспортні і заготівельно-складські операції у визначених відсотках від  $V_{уст}$ .

$$K_{ов} = V_{уст} + V_{тр} + V_{зс}, \quad (7.1)$$

де  $V_{уст}$  - вартість придбаного устаткування, грн;

$V_{тр}$  - витрати на транспортні операції ( $V_{тр}=6\%$ );

$V_{зс}$  - заготівельно-складські операції ( $V_{зс}=5\%$ ).

$$V_{уст} = V_{шв}$$

$$V_{шв} = 75000 * 5 = 375000 \text{ грн}$$

$$K_{ов} = 1200000 * (1 + 0.06 + 0.05) = 416250 \text{ грн}$$

Додаткові капіталовкладення  $K_{мицк}$  на модернізацію складаються з таких витрат:

$$K_{мицк} = K_{дм} + K_{ов} + K_{м}, \quad (7.2)$$

де  $K_{дм}$  – витрати на демонтаж шаф ( $K_{дм}=0,05 \cdot K_{ов}$ , грн);

$K_{м}$  – витрати на монтаж нового устаткування ( $K_{м}=0,4 \cdot K_{ов}$ , грн).

$$K_{дм}=0,05 \cdot 416250=7312,5 \text{ грн}$$

$$K_{м}=0,4 \cdot 416250=166500 \text{ грн}$$

$$K_{мицк} = 7312,5 + 416250 + 166500 = 590062,5 \text{ грн.}$$

Дані по розрахунку зведені в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 - Визначення капітальних вкладень

<b>Визначення капітальних вкладень</b>	
Витрати на монтаж нового устаткування $K_{м}$	166500 грн
Сума капіталовкладень $K_{ов}$	416250 грн
Витрати на демонтаж існуючої апаратури $K_{дм}$	7312,5 грн
Вартість придбаного устаткування $V_{уст}$	375000 грн
Додаткові капіталовкладення на модернізацію $K_{мицк}$	590062,5 грн

Розрахунок річних експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати  $V_{мицк}$  пов'язані з обслуговуванням нового обладнання складаються з річних витрат:

$$V_{мицк} = V_{зн} + V_{а} + V_{р} + V_{ел} + V_{ін}, \quad (7.3)$$

де  $V_{зн}$  – заробітна плата персоналу, грн;

$V_{а}$  - амортизація нового обладнання, грн;

$V_{р}$  - поточний ремонт нового обладнання, грн;

$V_{ел}$  - електрична енергія для живлення нового обладнання, грн;

$V_{ін}$  - інші експлуатаційні витрати, грн.

Річні витрати на заробітну плату

Річні витрати на заробітну плату обслуговуючого персоналу

визначається за формулою:

$$V_{zn} = n * \Phi_{ОП}, \quad (7.4)$$

де  $n$  - чисельність обслуговуючого персоналу ( $n=50$  роб.);

$\Phi_{ОП}$  - середньорічний фонд оплати праці одного робітника з обов'язковими нарахуваннями на соціальні збори, грн .

Розрахуємо середньорічний фонд оплати праці одного робітника з обов'язковими нарахуваннями на соціальні збори

$$\Phi_{ОП} = \Phi_{zn} * K_{ін}, \quad (7.5)$$

де  $K_{ін} = 1,1$ ;

$\Phi_{zn}$  - щорічна витрата на зарплату робітника з урахуванням нарахувань на ФОП, грн.

$$\Phi_{zn} = 12 * ЗП * H_{zn}, \quad (7.6)$$

де  $ЗП$  - середня місячна зарплата робітника ( $ЗП=4500$  грн);

$H_{zn}$  - нарахування на ФОП складають 20%.

Тоді:

$$\Phi_{zn} = 12 * 4500 * (1 + 0,2) = 64800 \text{ грн}$$

$$\Phi_{ОП} = 64800 * 1,1 = 71280 \text{ грн}$$

$$B_{zn} = 50 * 71280 = 3564000 \text{ грн.}$$

Розрахунок річних амортизаційних відрахувань

Амортизаційні відрахування  $Ba$  на реновацію придбаного устаткування на соціальні збори визначаються за виразом:

$$Ba = K_{мщк} * HA / 100, \quad (7.7)$$

де  $HA$  – річна норма амортизації на реновацію ( $HA=24\%$ ).

$$Ba = 590062,5 * 24 / 100 = 141615 \text{ грн}$$

Річні витрати на ремонт

Ці витрати обчислюють через коефіцієнт  $Kp = 3\%$  від загальної суми капіталовкладень.

$$Bp = Kp * K_{мщк}, \quad (7.8)$$

$$Bp = 0,03 * 590062,5 = 17701,88 \text{ грн}$$

Витрати електроенергії на живлення

Річні витрати на живлення МЩК ПМВ визначаються так:

$$B_{ел} = P_{ел} * Tф * Kз * CB_{ел}^{од}, \quad (7.9)$$

де  $P_{ел}$  - встановлена електрична потужність ( $P_{ел}=1,4$  кВт);

$Tф$  - фактичний термін роботи за рік ( $Tф=7000$  год.);

$Kз$  - коефіцієнт для врахування реального споживання ( $Kз=0,8$ );

$CB_{ел}^{од}$  - собівартість виробленого 1кВт\*год ( $CB_{ел}^{од} = 90$  коп).

$$B_{ел} = 1,4 * 7000 * 0,8 * 0,90 = 7056 \text{ грн}$$

Інші витрати

Інші витрати визначаються так:

$$V_{ін} = 0,25*(V_a + V_{зп} + V_p), \quad (7.10)$$

$$V_{ін} = 0,25*(141615 + 3564000 + 17701,88) = 930829,22 \text{ грн}$$

Підставляючи отримані значення маємо загальну суму річних експлуатаційних витрат ( $V_{мцк}$ , грн.)

$$V_{мцк} = 3564000 + 141615 + 17701,88 + 7056 + 930829,22 = 4661202,1 \text{ грн}$$

Данні по розрахунку зведені в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2 - Розрахунок річних експлуатаційних витрат

Розрахунок річних експлуатаційних витрат	
Зарплата персоналу $V_{зп}$	3564000 грн
Амортизація нового обладнання $V_a$	141615 грн
Поточний ремонт нового обладнання $V_p$	17701,88 грн
Електричну енергію для живлення нового обладнання $V_{ел}$	7056 грн
Інші експлуатаційні витрати $V_{ін}$	930829,22 грн
Експлуатаційні витрати $V_{мцк}$	4661202,1 грн

Річна економія експлуатаційних витрат

Економія  $E$  від модернізації визначається за виразом:

$$E = E_n + E_{н} + E_{вп} - V_{мцк}, \quad (7.11)$$

де  $E_n$  - економія від зменшення кількості пусків блока через зниження відмов МЦК ПСВ, грн;

$E_{н}$  - економія у зв'язку з підвищенням надійності роботи і додатковим виробленням електроенергії, грн;

$E_{вп}$  - економія у зв'язку зі скороченням витрат електроенергії на власні

потреби через модернізацію, грн;

$B_{\text{мцк}}$  – вартість річних експлуатаційних витрат.

Економія  $En$  від зменшення кількості пусків блока через зниження відмов визначається за виразом:

$$En = (1 - K_{\text{від}}) * P_{\text{в}} * t_{\text{від}} * c_n * CB_{\text{ел}}^{\text{од}} / 100, \quad (7.12)$$

де  $P_{\text{в}}$  - встановлена електрична потужність ( $P_{\text{в}} = 10^6$ ), кВт;

$t_{\text{від}}$  - відрізок часу виведення енергоблока з мережі при його відключенні ( $t_{\text{від}} = 9$  год);

$c_n$  - число скорочених пусків ( $c_n = 1$ );

$CB_{\text{ел}}^{\text{од}}$  – собівартість 1 кВт\*год виробленої електроенергії ( $CB_{\text{ел}}^{\text{од}} = 5$  коп);

$K_{\text{від}}$  – коефіцієнт корисного навантаження за час  $t_{\text{від}}$  ( $K_{\text{від}} = 0,7$ ).

Тоді:

$$En = (1 - 0,7) * 10^6 * 9 * 1 * 5 / 100 = 135000 \text{ грн}$$

Економія  $En$  у зв'язку з підвищенням надійності роботи енергосистеми і додатковим виробленням електроенергії  $dW_{\text{в}}$  визначається за виразом:

$$En = (CB_{\text{ел}}^{\text{од}} - CBM_{\text{ел}}^{\text{од}}) * (W_{\text{в}} + dW_{\text{в}}) / 100 \quad (7.13)$$

де  $dW_{\text{в}}$  - додаткове вироблення електроенергії;

$CBM_{\text{ел}}^{\text{од}}$  - собівартість 1 кВт\*год з урахуванням додаткової роботи блока після модернізації.

$$dW_{\text{в}} = P_{\text{в}} * h_{\text{од}}, \quad (7.14)$$

де  $h_{\text{од}}$  - тривалість простою, ( $h_{\text{од}} = 24$  год.).



$$dW_B = 10^6 * 24 = 24000000 \text{ кВт*год}$$

$CBM_{ел}^{од}$  визначається за виразом:

$$CBM_{ел}^{од} = CB_{ел}^{од} (1 - An * (1 - W_в / (W_в + dW_в))), \quad (7.15)$$

де  $An$  - доля умовно-постійних витрат в собівартості 1 кВт\*год.

$$An = 1 - Bn / CBП,$$

$$Bn = 183,45 * 10^6 \text{ грн.},$$

$$CBП = 210,3 * 10^6 \text{ грн.},$$

$$An = 1 - 183,45 * 10^6 / 210,3 * 10^6 = 0,27$$

$$W_в = 7 * 10^9 \text{ кВт*год.}$$

$$CBM_{ел}^{од} = 5 * (1 - 0,128 * (1 - 7 * 10^9 / (7 * 10^9 + 24 * 10^6))) = 0,45 \text{ грн}$$

Тоді:

$$E_n = (5 - 0,45) * (7 * 10^9 + 24 * 10^6) / 100 = 31959200 \text{ грн}$$

Економія  $E_{вп}$  у зв'язку зі скороченням витрат електроенергії на власні потреби через модернізацію визначається за виразом:

$$E_{вп} = (CP_{ел}^{од} - CPM_{ел}^{од}) / 100 * WMp, \quad (7.16)$$

де  $WMp$  - річний обсяг реалізованої електроенергії зі скороченими витратами на власні потреби на 20%,

$$WMp = W_в * (1 - qM_{AEC}^{6n} / 100), \quad (7.17)$$

де  $qM_{AEC}^{6n} = 0,8 q_{AEC}^{6n}$ .

$$q^{6n}_{AEC} = 4,22\%.$$

$$WMp = 7,8 * 10^9 * (1 - 3,38/100) = 7,54 * 10^9, \text{ кВт*год, грн}$$

Собівартість реалізованого 1 кВт\*год з урахуванням зменшення витрат на власні потреби  $CPM^{od}_{el}$  визначається за виразом:

$$CPM^{od}_{el} = CP^{od}_{el} (1 - An * (1 - Wp / WMp)), \text{ грн}$$

$$CPM^{od}_{el} = 5 * (1 - 0,27 * (1 - 6,76 * 10^9 / 7,54 * 10^9)) = 4,92 \text{ грн}$$

$$Evp = (5 - 4,92) / 100 * 7,54 * 10^9 = 603200 \text{ грн}$$

Підставляючи числові значення, розрахуємо економію  $E$  від модернізації:

$$E = 135000 + 31959200 + 603200 - 4661202,1 = 28036197,9 \text{ грн}$$

Приріст чистого прибутку визначається так:

$$d\Pi = Ke * E, \quad (7.18)$$

де  $Ke$  - коефіцієнт економічної ефективності ( $Ke = 0,7$ ).

$$d\Pi = 0,7 * 2,8 * 10^6 = 1960000 \text{ грн}$$

Термін окупності  $To$  додаткових капіталовкладень ( $dK = K_{мцк}$ ) визначається:

$$To = K_{мцк} * (1 + \alpha_a + \alpha_p + \alpha_{зсв}) / d\Pi, \quad (7.19)$$

де  $\alpha_a$  - додаткові нарахування на амортизацію ( $\alpha_a = 0,14$ );

$\alpha_p$  - додаткові нарахування на поточний ремонт ( $\alpha_p = 0,01$ );

$\alpha_{зсв}$  – доля загальностанційних витрат, визначена додатковими капіталовкладеннями ( $\alpha_{зсв} = 0,20$ ).

$$T_o = 590062,5 * (1 + 0,14 + 0,01 + 0,20) / 1960000 = 5 \text{ міс.}$$

Дані по розрахунку зведені в таблиці 7.3.

Таблиця 7.3 - Річна економія експлуатаційних витрат

<b>Розрахунок економічного ефекту від модернізації МЦК ПСВ</b>	
Економія від модернізації $E$	28036197,9 грн
Економія від зменшення кількості пусків блока через зниження відмов $E_n$	135000 грн
Економія у зв'язку з підвищенням надійності енергосистеми $E_n$	31959200 грн
Економія у зв'язку зі скороченням витрат електроенергії на власні потреби $E_{вн}$	603200 грн
Вартість річних експлуатаційних витрат $B_{мцк}$	4661202,1 грн
Приріст чистого прибутку $dn$	7889000 грн.
Термін окупності додаткових капіталовкладень $T_o$	5 міс.

*Висновок.* В результаті проведеного розрахунку економічних показників були визначені капітальні витрати на будівництво, щорічні витрати, пов'язані з виробництвом електроенергії, чистий приведений прибуток, внутрішня норма прибутку, індекс доходності, термін окупності проекту, рентабельність і так далі. Термін окупності проекту 5 міс., що свідчить про його ліквідність, тобто можливості повернути витрачені спочатку засоби на реалізацію проекту за можливо менший термін.

## ВИСНОВОК

В процесі виконання кваліфікаційної роботи магістра була розроблена системи автоматичного регулювання підігріванням мережевої води для побутових цілей та її удосконалення за допомогою сучасних засобів автоматизації.

Розглянута технологічна схема енергоблоку АЕС з описом основних компонентів першого та другого контуру.

В роботі описано основне обладнання ПМВ, як об'єкта регулювання та визначені технічні характеристики, які потрібні для регулювання параметрів ПМВ.

Описаний обсяг теплотехнічного контролю, технологічний захист, блокування і сигналізація, обрані регулятори для стабільного підтримання теплотехнічних характеристик об'єкта регулювання теплофікаційної установки.

Теплофікаційна установка є частиною другого контуру енергоблоку АЕС і призначена для теплопостачання споживачів тепловою енергією, що включає в себе опалення та гаряче водопостачання.

Основними регульованими параметрами в теплофікаційній установці є температура і рівень води.

Виконані розрахунки регулюючого органу для підбору регулюючого клапана, виконаний розрахунок параметрів пристрою.

Розроблено функціональна схема теплотехнічного контролю ПМВ, схема алгоритмів захисту та блокування ПМВ, алгоритми роботи авторегуляторів в ПМВ та параметри налаштувань авторегуляторів.

Зроблений вибір технічних засобів автоматизації, описана схема управління виконавчим механізмом.

САР ПМВ впроваджена на базі універсальних мікропроцесорних ПД-регуляторів МИК-121 розробки підприємства «Мікрол».

Регулятор МИК-121 являє собою пристрій вимірювання значення вхідного параметра, обробки і перетворення вхідного сигналу і видачі управляючих впливів.

Регулятор МИК-121 працює під управлінням сучасного, високо інтегрованого мікроконтролера RISC архітектури, виготовленого за високошвидкісний КМОП технології (комплементарна структура метал-оксид-напівпровідник; англ. CMOS, complementary metal-oxide-semiconductor) - набір напівпровідникових технологій побудови інтегральних мікросхем і відповідна їй схемотехніка мікросхем) з низьким енергоспоживанням. У постійному пристрої, що запам'ятовує розташовується велика кількість функцій для вирішення завдань контролю і регулювання. За допомогою конфігурації користувач може самостійно налаштовувати регулятор на вирішення певних завдань. Описана режимна наладка і випробування САР ПМВ після монтажу.

У розділі охорони праці була розглянута організація праці на Запорізькій АЕС. Проаналізувавши умови праці, виділили такі чинники, як виробничий шум, вібрація, температура повітря, вентиляція і освітлення, які перевищують гранично-допустимі рівні, встановлені нормативними документами і істотно впливають на здоров'я персоналу. Були вказані заходи щодо зниження дії небезпечних і шкідливих чинників. Була розрахована оптимізація штучного освітлення на БЩК.

Був приведений розрахунок капітальних вкладень у зв'язку з модернізацією АЕС. Отримали загальну суму річних експлуатаційних витрат, рівну 4661202,1 грн. У зв'язку з цим термін окупності додаткових капіталовкладень дорівнює 5 місяців.

Модернізована САР вирішує завдання реалізації існуючого алгоритму роботи системи регулювання рівня і температури.

Отримані результати роботи полягає в тому, що чисельні дослідження на основі комплексної методики розрахунку автоматизованої системи управління технологічного процесу підігрівання мережевої води з реактором ВВЕР-1000, яку можна використовувати на подібних АЕС.

Поставлене завдання пов'язане із забезпеченням безпечної експлуатації АС, що у край актуально при формуванні політики в області безпеки АС. В процесі модернізації було прийнято технічне рішення, на підставі якого були внесені зміни в технічні вимоги, і реалізований алгоритм.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Рекомендації щодо побудови, впровадження та удосконалення системи управління охороною праці: наказ Державного комітета України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 22.02.2008 №35. *Бізнес-Бухгалтерія-Право. Податки. Консультації*. 2008. №16. С. 32.
2. Типове положення про службу охорони праці: наказ Державного комітета України з нагляду за охороною праці від 15.11.2004 №255. *Офіційний вісник України*. 2004. № 48. С. 162.
3. Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці: наказ Державного комітета України з нагляду за охороною праці від 26.01.2005 №15. *Офіційний вісник України*. 2005. № 8. С. 188.
4. Положення про розробку інструкцій з охорони праці: наказ Міністерства праці та соціальної політики України комітет по нагляду за охороною праці від 29.01.1998 №9. *Офіційний вісник України*. 1998. № 14. С. 258.
5. Типові норми безплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів індивідуального захисту працівникам сільського та водного господарства: наказ Міністерства праці та соціальної політики України комітет по нагляду за охороною праці від 20.10.1998 №207. *Офіційний вісник України*. 1999. № 1. С. 197.
6. ГОСТ 12.1.005-88 Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони Москва: 2006. 50с.
7. ГОСТ 21.602-79 Опалення, вентиляція і кондиціонування повітря робочих приміщень Москва: 1979. 17с.
8. Норми радіаційної безпеки України:постанова Міністерства охорони здоров'я України головний державний санітарний лікар України від 12.07.2000 №116.
9. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Загальні вимоги безпеки Москва: 1984. 13с.
10. ГОСТ 12.1.012-90 Вібрація. Загальні вимоги безпеки Москва: 1991. 30с.

- 11.ГОСТ 12.1.030-81 Електробезпека. Захисне заземлення, занулення  
Москва: 1982. 10с.
- 12.Технологічна схема і компонування АЕС. URL:  
<https://www.npp.zp.ua/uk/about-us/diagram>.
- 13.Инструкция по эксплуатации теплофикационной установки Энергодар:  
ГП «НАЭК «Энергоатом», ОП «Запорожская АЭС», 2019. 79 с.
- 14.Инструкция по эксплуатации систем автоматического регулирования ГП  
«НАЭК «Энергоатом», ОП «Запорожская АЭС», 2018. 268 с.
- 15.Программа индивидуального функционального опробования, режимной  
наладки и испытаний САР ПСВ ГП «НАЭК «Энергоатом», ОП  
«Запорожская АЭС», 2018. 84 с.
16. Пояснювальна записка. Заміна МЩК ПМВ при заміні конденсаторів  
турбіни АТ ХНПКІ «Енергопроект» Харків: 2018. 37 с.
17. Система автоматического регулирования ПСВ бл.4 ЗАЭС. Описание  
постановки задачи САР ПСВ ЗАЭС 4. ПСВ.131.П4.01.1-1М Львів: 2018.  
18 с.
18. Универсальный микропроцессорный ПИД-регулятор МИК-121.  
Руководство по эксплуатации. ПРМК.421457.014 РЭ Ивано-Франковск:  
2015. 63 с.
19. Одноканальный блок питания ОВЕН. Руководство по эксплуатации.  
АРАВ.436534.004 РЭ Харьков: 2011. 46 с.
20. Модули дискретного ввода ОВЕН. Руководство по эксплуатации.  
АРАВ.426433.008-02 РЭ Харьков: 2011. 52 с.
21. Модули дискретного вывода ОВЕН. Руководство по эксплуатации.  
АРАВ.426433.009-02 РЭ Харьков: 2011. 8 с.
22. Индикатор RS-485. Руководство по эксплуатации. АРАВ.421449.004 РЭ  
Харьков: 2011. 46 с.
23. Среда программирования OWEN Logic. Руководство пользователя.  
Версия 08, 2011. 49 с.



24. Контроллер программируемый логический ПЛК100. Руководство по эксплуатации Москва: 2011. 46 с.
25. Блоки перемикаання режимів та індикації БПРІ – 01 АС. Технічні умови Самбір: 2011. 79 с.
26. Техническое задание на разработку конструкторской документации и изготовление местных щитов управления установки подогревателей сетевой воды МЩУ ПСВ Энергодар: ГП «НАЭК «Энергоатом», ОП «Запорожская АЭС», 2017. 35 с.
27. Плетньов Г. П. Автоматизоване управління об'єктами теплових електростанцій. Москва: Енергоіздат, 1981. 254 с.
28. Правила пожежної безпеки на ЗАЕС, навчальний посібник 00.УЦ.ОД.Пс.256
29. Конституція України: офіц. текст. Київ: КМ, 2016. 82 с.
30. Про охорону праці : закон України від 08.12.1992. *Відомості Верховної Ради України*. 1992. №49. ст.668.
31. Гогіташвілі Г. Г. Управління ОТ та ризиком за міжнародними стандартами. Київ: Знання, 2007. 367 с.
32. Стребко С. К., Романчук А. А. Управління «ОТ» на підприємстві: Одеса: Друк, 2001. 210 с.
33. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: Москва: Энергия, 2014. 464 с.
34. Макаренко В. Г. Схемы автоматизации: Учеб.-метод. пособие по проектированию: Новочеркасск :ЮРГТУ, 2007. 47 с.