

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки і електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

Удосконалення методу розрахунку параметрів аварійного та попереджувального захисту енергоблоків для підвищення рівня енергетичної безпеки атомних електростанцій
(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2м курсу, групи ДЕА-ЕБ23мг-1
спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/ Дмитро ПРЯДКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/ Костянтин БРОВКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/ Наталія АНТОНЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____/ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/ Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія

Кафедра електротехніки та електроенергетики

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна програма Енергетична безпека

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК

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

« ____ » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

**на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти**

здобувачу вищої освіти Дмитро ПРЯДКО

1. Тема «Удосконалення методу розрахунку параметрів аварійного та попереджувального захисту енергоблоків для підвищення рівня енергетичної безпеки атомних електростанцій»

затверджена наказом по академії № 4801-5/3345 від «12» жовтня 2024 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «10» грудня 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Технічні дані реактора ВВЕР-1000

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):

РОЗДІЛ 1 Аналіз сучасного стану розвитку атомних електростанцій України;
РОЗДІЛ 2 Метод розрахунку параметрів аварійного прискореного
попереджувального захисту; ВИСНОВКИ; ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ
ДЖЕРЕЛ;

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «12» жовтня 2024р.

Керівник _____ Костянтин БРОВКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання _____ Дмитро ПРЯДКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/ п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження	02.10.24 – 05.10.24	
2	Проведення аналізу наукової літератури	06.10.24 – 15.10.24	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи	16.10.24 – 29.10.24	
4	Виконання другого розділу дипломної роботи	30.10.24 – 26.11.24	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.24 – 07.12.24	

Студент (ка) _____
(підпис)

Дмитро ПРЯДКО
(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль _____
(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК
(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Сторінок тексту – ____ ; рисунків – ____ ; таблиць – ____ ;
літературних джерел – ____ .

Стан і масштаби розвитку енергетики, що є фундаментом кожної розвинутої у промисловому відношенні країни, найбільш важливі характеристики її народного господарства.

Сучасний етап розвитку енергетики України характеризується прогресивною часткою АЕС, яка постійно збільшується в загальному виробництві електроенергії. У зв'язку зі зростаючими одиничними потужностями енергоблоків, ускладненням їхніх теплових схем, високою вартістю устаткування, рішучого значення набула проблема створення досконалої системи керування, основною метою якої є забезпечення, продиктованого умовами роботи в єдиній енергосистемі, режиму експлуатації таких складних і відповідальних об'єктів.

Особливості АЕС і енергоблоків як об'єктів керування обумовили необхідність побудови АСУТП на основі принципово нових рішень по їхній структурі.

ABSTRACT

Pages of text – ____ ; pictures – ____ ; tables – ____ ;
literary sources – ____ .

State and scales of development of energy which is foundation of every country developed in an industrial relation, most essential descriptions her national economy.

The modern stage of development of energy of Ukraine is characterized by progressive part of nuclear power plants, which constantly increases in the general production of electric power. In connection with growing single powers of power units, the problem of creation of perfect control system, the primary purpose of which is providing, dictated by the terms of work in an only grid, mode of exploitation of such difficult and responsible objects, purchased complication of their thermal charts, high bapticttо equipment, decision value.

The features of nuclear power plants and power units as management objects stipulated the necessity of construction of CASS of management by a technological process on the basis of fundamentally new decisions on their structure.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	
ВСТУП.....	
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ РОЗВИТКУ АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ УКРАЇНИ	
1.1 Розвиток систем управління і захисту ядерних енергетичних реакторів типу ВВЕР-1000.....	
1.2 Технічні засоби, що використовуються в АСУ ТП АЕС.....	
1.3 Розрахунок налаштувань регулятора температури.....	
1.4 Постановка завдань дослідження.....	
Висновки до розділу 1.....	
РОЗДІЛ 2. МЕТОД РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ АВАРІЙНОГО ПРИСКОРЕНОГО ПОПЕРЕДЖУВАЛЬНОГО ЗАХИСТУ	
2.1 Загальні відомості про прискорений попереджувальний захист реакторів типу ВВЭР-1000 на АЕС	
2.2 Особливості перехідного процесу в реакторній установці ВВЕР-1000 при спрацюванні прискореного попереджувального захисту ...	
Висновки до розділу 2.....	
ВИСНОВКИ.....	
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

АДП – аналого-дискретний перетворювач;
АЕС – атомна електростанція;
АКРБ – апаратура контролю за радіаційною безпекою.
БАР – блок автоматичного включення резервного механізму;
БВР – блок включення регулятора;
БГР – блок гальванічного розділення;
БД – база даних;
БДА – блок дільничних апаратів;
БКЗ – блок контролю запобіжників;
БКІН – блок контролю ізоляції і напруги;
БКЛ – блок ключів;
БЛП – блок логічних перетворювань;
БУД – блок управління двигуном;
БУЗ – блок управління здвижками;
БФН – блок формування номеру;
БЦР – безпосереднє цифрове регулювання;
БЩУ – блочний щит управління;
ВВЕР – водоводяний енергетичний реактор;
ВРП – відкритий розподільчий пристрій;
ГЦН – головний циркуляційний насос;
ІКС – інформаційно-керуюча система;
ІС – інженерна станція;
КЗБ – контроль захистів і блокувань;
КЗО – комплекс зв'язку з об'єктом;
ЛОМ – локальна обчислювальна мережа;
МAM – магістрально-асинхронна мережа;
МСКУ – мікропроцесорні системи контролю управління;
НБМ – неоперативна блокова мережа;

ОБМ – оперативна блокова мережа;
ОГК – об'єднаний газовий корпус;
ОДК – об'єднаний допоміжний корпус;
ОК – обчислювальний комплекс;
ОС – операторна станція;
ПГ – парогенератор;
ПЗ – програмне забезпечення;
ППР – планово-попереджувальний ремонт;
РАД – реєстрація аварійних дискретних сигналів;
РАС – реєстрація аварійних ситуацій;
РВ – реакторне відділення;
РВП – реєстрація важливих параметрів;
РЗБ – реєстрація захистів і блокувань;
РЗМ – реєстратор зміни;
РМОТ – робоче місце оператора технолога;
РПП – реєстрація поточних подій;
РС – робочі станції;
РСА – реєстратор списку аналогових параметрів;
РСБ – реєстрація стану блокувань;
РСО – реєстрація списку об'єкта;
РШП – реєстрація швидких подій;
СВРК – система внутрішньо-реакторного контролю;
СДК – система діагностичного контролю;
СЗО – система зв'язку з об'єктом;
СІУР – старший інженер управління реактору;
СІУТ – старший інженер управління турбіною;
СКК – система контролю керуванням;
СКР – система контролю реактора;
СППБ – система подання параметрів безпеки;
ТВ – турбінне відділення;

ТВЗ – тепловиділяюча збірка;

ТЕП – техніко-економічні показники;

ТЕС – теплова електростанція;

УКТЗ – уніфікований комплекс технічних засобів;

ФГ – функціональні групи;

ФГК – функціонально-групове керування;

ЦВЗ – централізоване випробовування захистів;

ЦВР – циліндр високого тиску;

ЦНТ – циліндр низького тиску;

ВСТУП

Стан і масштаби розвитку енергетики, що є фундаментом кожної розвинутої у промисловому відношенні країни, найбільш важливі характеристики її народного господарства.

Сучасний етап розвитку енергетики України характеризується прогресивною часткою АЕС, яка постійно збільшується в загальному виробництві електроенергії. У зв'язку зі зростаючими одиничними потужностями енергоблоків, ускладненням їхніх теплових схем, високою вартістю устаткування, рішучого значення набула проблема створення досконалої системи керування, основною метою якої є забезпечення, продиктованого умовами роботи в єдиній енергосистемі, режиму експлуатації таких складних і відповідальних об'єктів.

Особливості АЕС і енергоблоків як об'єктів керування обумовили необхідність побудови АСУТП на основі принципово нових рішень по їхній структурі.

Основними завданнями АСУТП є:

1. оперативно – диспетчерські розподільчі завдання;
2. розрахунок групових (для групи блоків) і загальстанційних техніко – економічних показників;

Сучасний потужний енергоблок АЕС, який представляє собою взаємозв'язаний комплекс таких агрегатів як ядерний реактор, турбіна, генератор, а також великої кількості допоміжного устаткування, являє собою складний об'єкт керування.

Приємистість енергоблоку АЕС визначається інерційністю реактору. Блокові установки не мають достатньої акумулюючої здатності, щоб забезпечити необхідну зміну вироблення пару при великих швидкостях зміни навантаження. В блокових установках зменшення навантаження турбогенератору в силу швидкого, практично миттєвого закриття паровпускних клапанів турбіни може привести до підвищення тиску після

парогенератора до значень неприпустимих за умовами експлуатації. При збільшенні навантаження на турбіну внаслідок значної інерційності ядерного реактору падіння числа обертів турбогенератора може досягти небажаних величин.

Такий взаємозв'язок між ядерним реактором і турбіною вимагає розглядати блокову установку як єдину динамічну систему з багатьма регульованими параметрами.

Специфіка технологічного процесу енергоблоку АЕС (необхідність координованої роботи десятків основних і допоміжних агрегатів і спеціальних систем, обмежений доступ багатьох приміщень станції, велика одинична потужність основних агрегатів, інтенсифікація технологічних процесів та ін. фактори) спричиняють необхідність високого ступеня автоматизації, що дозволяє відносно нечисленному персоналу здійснювати оптимальне керування таким складним і відповідальним об'єктом.

Метою роботи є: вдосконалення методу розрахунку параметрів аварійного прискореного попереджувального захисту для зберігання динамічної стійкості енергоблоків АЕС;

Об'єкт дослідження: розрахунок параметрів аварійного прискореного попереджувального захисту;

Предмет дослідження: метод розрахунку параметрів аварійного прискореного попереджувального захисту для зберігання динамічної стійкості енергоблоків АЕС.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ РОЗВИТКУ АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ УКРАЇНИ

1.1 Розвиток систем управління і захисту ядерних енергетичних реакторів типу ВВЕР-1000

В даний час в Україні, країнах СНД і ряді країн далекого зарубіжжя знаходяться в експлуатації більше 50 атомних енергоблоків з реакторами ВВЕР, оснащених системами управління і захисту (СУЗ).

Найбільшу частку в атомній енергетиці становлять АЕС з водоводяними реакторами (ВВЕР) і подальший розвиток атомної енергетики буде базуватися на реакторах ВВЕР великої потужності 1000-2200 МВт.

Комплекс електрообладнання СУЗ реакторів ВВЕР структурно складається з двох основних систем – системи управління розподіленими електроприводами органів регулювання реактора (ОР) та інтегрованої системи аварійного захисту (АЗ).

Система управління приводами побудована з широким застосуванням РС-сумісних і спеціалізованих мікроконтролерів класу 3Н за нормами Енергоатому і забезпечує управління, діагностику, реєстрацію та подання оператору необхідної інформації.

Система аварійного захисту в Україні до теперішнього часу будується на непрограмований засобах, тому що ця система повинна сертифікуватися по більш високому класу безпеки – 2У.

В Європейських країнах, наприклад у Франції, на АЕС з реакторами ВВЕР великої потужності, системи аварійного захисту оснащені цифровими обчислювальними засобами, що дозволяє істотно скоротити дротові зв'язки між окремими підсистемами АЗ і, тим самим, значно підвищити надійність систем аварійного захисту і, отже, підвищити безпеку АЕС.

Традиційно аварійний захист будується з виконанням таких основних принципів:

- принцип "одиничної відмови" вимагає виконання системою своїх функцій при кожній окремій відмові в системі;
- принцип "відмови з загальної причини" вимагає створення структури, яка виключає загальні фрагменти системи, відмова яких може привести до повної відмови всієї системи.

На підставі другого принципу в Україні традиційно аварійний захист складається з двох незалежних комплектів АЗ, розташованих в різних приміщеннях і впливає на органи регулювання реактора за логікою "АБО".

Випускаються в даний час засоби обчислювальної техніки вітчизняного та імпортного виробництва, які дозволяють вже сьогодні створювати системи аварійного захисту на базі мікроконтролерів, інтегрованих за допомогою інтерфейсних зв'язків і мережевих структур. При цьому окремі підсистеми пропонованого комплексу аварійного захисту вже випробувані на промислових об'єктах, включаючи АЕС.

Ієрархічно кожен комплект АЗ складається з двох каскадно пов'язаних частин з мажируванням аварійних сигналів.

На верхньому рівні працює ініціююча частина АЗ, що забезпечує збір інформації про стан об'єкта.

На нижньому рівні відбувається посилення сигналів верхнього рівня для формування силових впливів аварійного захисту на органи регулювання реактора.

Ініціююча частина комплексу АЗ будується за триканальною схемою, структура кожного каналу (шафа КНТП) показана на рис.1.1.

Шафа КНТП (контролю нейтронних і теплотехнічних параметрів) включає в себе:

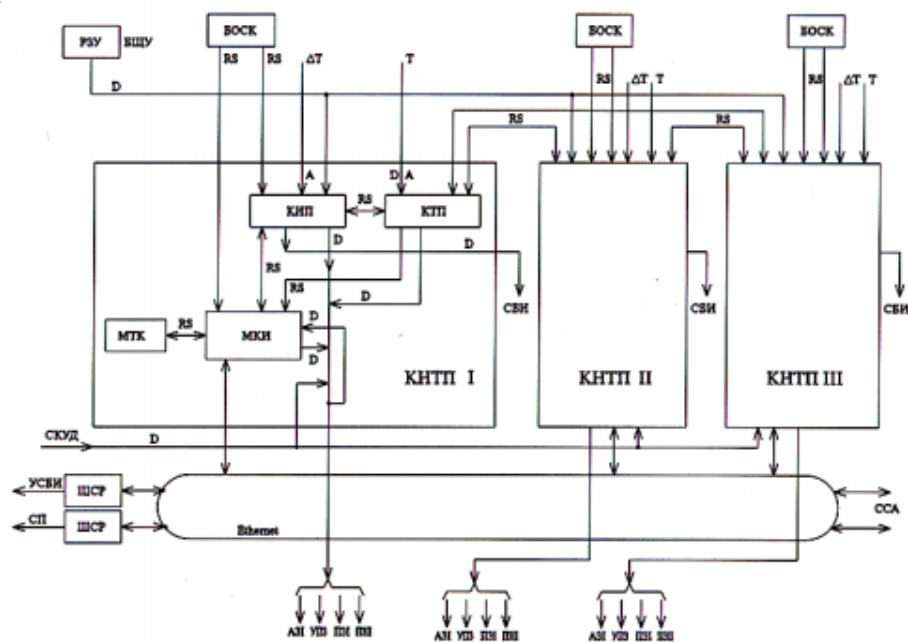
- мікроконтролер каналу нейтронного потоку (КНП);
- мікроконтролер теплотехнічних параметрів (КТП);
- мікроконтролер інформаційного зв'язку (МКІ).

Мікроконтролери КНП і КТП – спеціалізовані контролери, атестовані для використання в атомній енергетиці і мають необхідну кількість гальванічно ізольованих входів-виходів для аналогових і цифрових сигналів.

В силу того, що КНП і КТП утворюють ядро каналу аварійноо захисту і відносяться до класу безпеки 2У, їх програмне забезпечення повинно бути максимально прозорим і функціонувати без використання операційної системи і мінімального використання переривань.

Вимоги до розробки подібного програмного забезпечення і забезпечення його надійності викладені в МЕК-880.

Для підвищення надійності функціонування, контролери КНП і КТП повинні бути конструктивно розділені, і мати двохфідерне відмовостійке живлення.



Виконавча система аварійного та попереджувального захисту

Рисунок 1.1 – Структура ініціюючої частини аварійного захисту: RS – послідовний інтерфейс; D – дискретний сигнал; A – аналоговий сигнал

Мікроконтролер МКІ є промисловим РС – сумісних контролером з серії В10Р і за рівнем безпеки і надійності відноситься до класу 3Н. Конструкція мікроконтролера дозволяє використовувати в його складі широкого набору

процесорних і периферійних модулів як вітчизняного, так і імпортного виробництва.

Контролер МКІ здійснює зв'язок з мережею Ethernet і забезпечує підтримку місцевого табло контролю шафи.

Так як вимоги до програмного забезпечення пристроїв класу ЗН є істотно більш м'якими, то програмне забезпечення контролера МКІ може використовувати одну з стандартних операційних систем і переривання для обслуговування периферійних пристроїв.

Вимоги МЕК-880 для ПО МКІ носять рекомендаційний характер.

При обміні інформацією з контролерами КНП і КТП по послідовному інтерфейсу в штатному режимі експлуатації, контролер МКІ завжди виступає веденим пристроєм.

Мікроконтролер КНП призначений для контролю і формування аварійних команд за рівнем нейтронного потоку і періоду розгону реактора.

Інформація про рівень нейтронного потоку може надходити в нього в цифровому вигляді по інтерфейсу RS485 від блоку обробки сигналів іонізаційних камер або в аналоговому вигляді від апаратури контролю нейтронного потоку (АКНП).

До теперішнього часу апаратура вимірювання нейтронного потоку розробки, що здійснює вимір нейтронного потоку в багатомісному діапазоні від 10^{-3} до 10^9 н / см²·с від шести іонізаційних камер, розташованих по висоті активної зони реактора в бетонному захисті, пройшла випробування на 2-му блоці Запорізької АЕС.

Для коригування середнього сигналу нейтронного потоку від шести детекторів з метою приведення його у відповідність до теплової потужності в контролер КНП вводяться аналогові сигнали від термопар з підігріву теплоносія в кожній з чотирьох петель першого контуру.

Мікроконтролер КТП приймає аналогові (близько 30) і дискретні (близько 15) сигнали від теплотехнічних датчиків (Т), за якими (окремо і в комплексі) формуються аварійні команди.

Інформація з мікроконтролерів КНП і КТП по послідовному інтерфейсу RS232 передається в мікроконтролер МКІ і далі в мережу Ethernet.

Дискретні аварійні команди мікроконтролерів КНП і КТП по логіці "АБО" передаються у виконавчу систему аварійного захисту АЗ.

Між мікроконтроллерами КНП і КТП реалізується внутрішній зв'язок через інтерфейс RS232, по якому передаються номери уставок нейтронного потоку, відповідні рівням потужності, записаним в постійній пам'яті контролера КНП. Рівні уставок визначаються станом і зміною основного обладнання (наприклад числом працюючих петель першого контуру).

Для достовірної ідентифікації стану об'єкта по теплотехнічним характеристикам мікроконтролери КТП обмінюються із суміжними каналами по інтерфейсу RS485 повідомленнями про перехід реальних показників, які можуть відрізнятися, за межі заданих уставок для подальшого врахування їх при формуванні аварійних команд.

Мікроконтролери КНП і КТП формують чотири типи аварійних команд, що реалізують чотири роди захистів:

- АЗ1 - аварійний захист, що викликає скидання всіх ЗР в активну зону реактора з метою припинення ланцюгової реакції розмноження нейтронів;
- ППЗ - прискорений попереджувальний захист, що викликає скидання групи ЗР в активну зону;
- ПЗ1- попереджувальний захист першого роду, що викликає рух груп ЗР, що вводяться в активну зону з робочою швидкістю;
- ПЗ2 - попереджувальний захист другого роду, яка забороняє рух ЗР вгору на збільшення потужності реактора.

Захист першого роду АЗ1 є основним і все обладнання, пов'язане з реалізацією цього захисту відноситься до класу 2У.

Всі інші види попереджувального захисту відносяться до класу 3Н.

Контролер КНП має дискретний зв'язок з ручним за датчиком уставок (РЗУ) захисту ПЗ1 по нейтронному потоку, з якого крім уставок, які "зашиті"

в пам'яті КНП, можна обмежувати потужність на рівні $3\div 20\%$ від поточного значення.

У контролері КНП є дискретний вихід в ініціюючу систему безпеки СБІ.

Мікроконтролер МКІ по послідовному інтерфейсу пов'язаний з БОСК, КНП, КТП і місцевим табло контролю (МТК), за допомогою клавіатури якого можна викликати на екран будь-який параметр.

У контролері МКІ виконується діагностика всіх пристроїв шафи КНТП, виробляються обчислення реактивності і визначення аксиальної і азимутальної (через зв'язки між каналами) нерівномірності розподілу нейтронного потоку в активній зоні реактора, формуються сигнали запобіжного захисту. Через контролер МКІ здійснюється зв'язок з СКУД (система, що забезпечує внутрішньо-реакторного контролю) і вихід на мережу Ethernet

для обміну інформацією з шафами серверів ШСР системи СУЗ.

Від системи СКУД приймаються також прямі дискретні сигнали на спрацювання запобіжного захисту.

Через МКІ з дозволу керівника оперативного персоналу здійснюється доступ в контролер КНТ для введення коефіцієнта пропорційності K між підігрівом теплоносія T і тепловою потужністю реактора Q , які пов'язані виразом: $Q=K\Delta T$.

Коефіцієнт K визначається витратою теплоносія через реактор для різних конфігурацій першого контуру (працюють всі петлі, відключена одна петля, відключені дві петлі суміжні або протилежні).

Розрахунковим шляхом витрата може бути визначена з похибкою не менше 5%, а для коригування сигналу нейтронного потоку потрібна вища точність, так як цей сигнал порівнюється з аварійними уставками. Тому коефіцієнт K повинен визначатися експериментально на діючому реакторі в період першого освоєння потужності.

Отримавши реальну теплову потужність Q з системи СКУД або визначивши її по інших вимірах і ввівши її в контролер МКІ, можна на підставі реально вимірюваного підігріву T , обчислити коефіцієнт K , виключивши при цьому всі стаціонарні похибки.

Ввівши коефіцієнт K у Flash пам'ять контролера КНП, можна розрахувати поточну теплову потужність Q , по якій далі проводиться автоматичне коректування (визначення коефіцієнта посилення) для вимірюваного середнього значення нейтронного потоку при квазістаціонарному стані реактора.

На структурній схемі показаний інтерфейсний зв'язок (RS485) між каналами (шафами), побудований за принципом "з точки в точку", по якому передаються номери параметрів, які вийшли за межі уставок для формування в кожному каналі (контролері КТП) аварійних команд за логікою "свій з будь-яким суміжним".

Кожен з каналів КНТП (І, ІІ, ІІІ) подає до виконавчої частини системи аварійного захисту по 4 дискретні команди, які відповідатимуть чотирьом видам аварійного захисту, як зазначено вище.

Інтегрування комплекту ініціюючої частини АЗ здійснюється за допомогою кільцевого сегмента оптоволоконної мережі Ethernet, по якій циркулюють всі необхідні команди і дані для всіх споживачів інформації:

- інформація від трьох шаф КНТП про спрацювання АЗ, стан апаратури і дані для розрахунків загальних параметрів;
- інформація для шаф серверів ШСР верхньоблочного рівня СВБУ енергоблоку, а також інформація про першопричину спрацювання (СП) всіх видів захистів, про режими роботи регулятора потужності АРМ і суміжних систем і апаратури (ССА);
- інформація про поточні значення нейтронного потоку і тиску пара, у другому контурі для регулятора АРМ;
- інформація, необхідну для обміну з системою СКУД.

Дискретні аварійні команди трьох каналів КНТП, згруповані за видами захистів і подаються в апаратуру за мажоритарною обробкою, що функціонує за логікою «2 з 3» (рис.2), утворюють два канали з вихідними командами А і В, які знеструмлюються при виникненні аварійних ситуацій. Канали будуються на послідовно з'єднаних однотипних оптоелектронних модулях "2/3" і мають тестові входи T , на які можуть окремо подаватися тестові сигнали для перевірки функціонування модулів і ліній зв'язку під час роботи реактора. Тестові сигнали здійснюють шунтування входів, без розриву робочих ланцюгів.

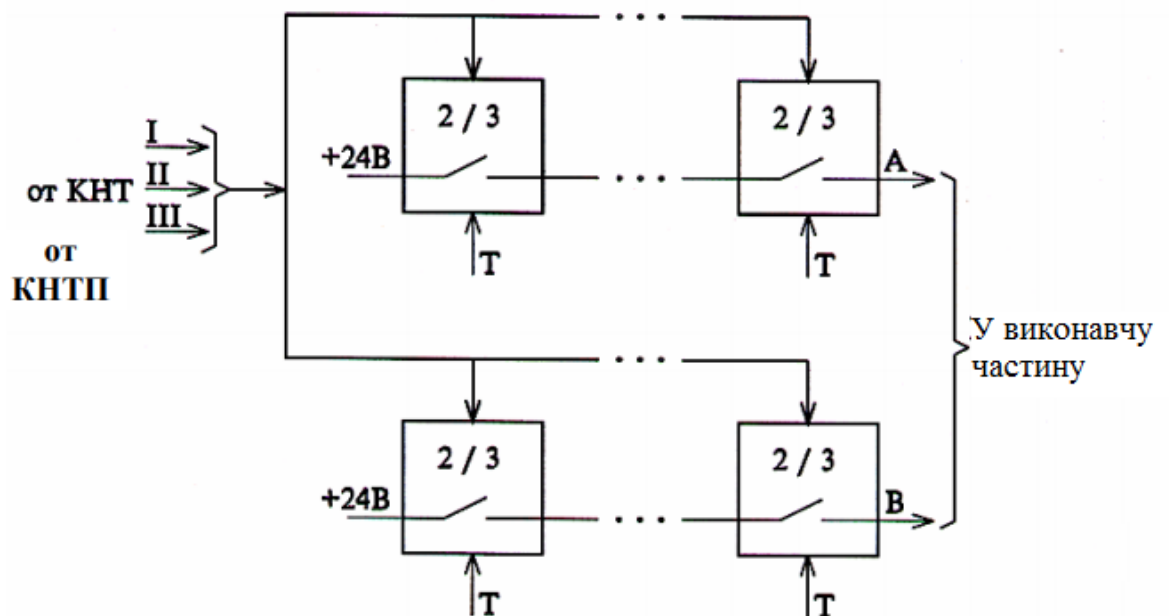


Рисунок 1.2 – Структура мажоритарної обробки сигналів аварійного захисту

Кількість послідовно з'єднаних блоків встановлюється: 4 – для АЗ1; 2 – для всіх видів ПЗ. Після мажоритарної обробки команди АЗ надходять до виконавчих шафи, що з'єднують вплив двох комплектів АЗ.

Для формування попереджувальних захистів використовуються однотипні блоки (за двома для всіх видів захистів), що містять два реле Р1 і Р2.

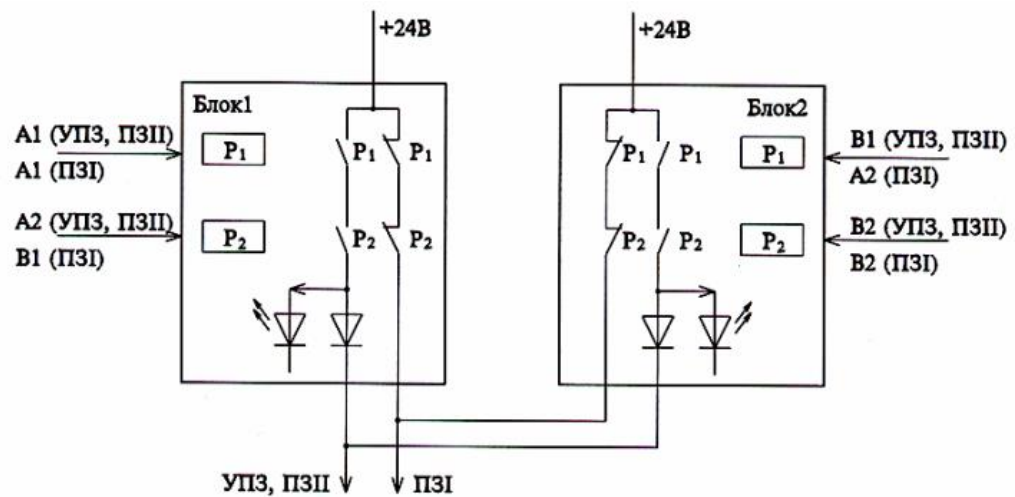


Рисунок 1.3 – Структурна схема підключення блоків попереднього захисту

Структура сполуки блоків показана на рис. 1.3, де цифрою 1 позначені сигнали першого комплекту АЗ (А1, В1), цифрою 2 позначені сигнали другого комплекту (А2, В2).

Команда ПЗІ формується замкнутими контактами реле, так як ця команда повинна викликати рух робочої групи ОР шляхом подачі напруги.

Кінцева силова частина аварійного захисту АЗІ (рис. 1.4) здійснює переривання силового живлення електроприводів ОР.

Уніфіковані приводи ЗР складаються з крокового електромагнітного двигуна (ЕД) типу ШЕМ-3, розробки ОКБ "Гідропрес" і тиристорного пристрою силового управління електродвигунами (ПСУ – панель силового управління).

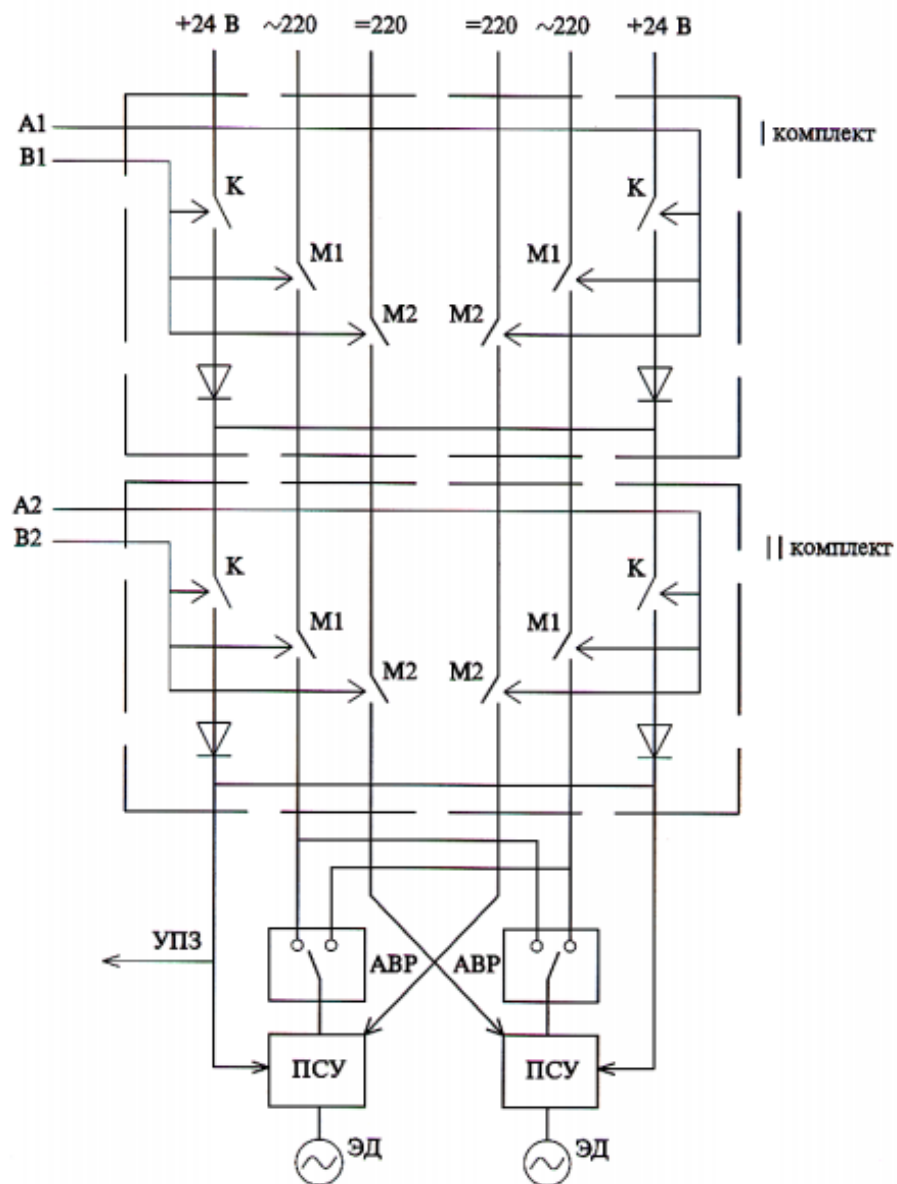


Рисунок 1.4 – Структурна схема силової частини АЗ1

Пристрої ПСУ живляться від силової мережі змінного струму 220 В і мережі постійного струму = 220 В для утримання ЗР в підвішеному стані в разі короткочасного зникнення змінної напруги.

У ПСУ заводиться сигнал дозволу (= 24 В) на "підпал" тиристорів, зняття якого призводить до знеструмлення двигунів і зняттю "підхоплення" від постійної напруги. На структурній схемі показані всі джерела живлення з розривними контактами в кожному комплекті АЗ1:

- М1 – контакти відключення змінного струму;
- М2 – контакти відключення постійного струму;

– К – контакти (оптронні) зняття команди "дозволу", що йдуть на певну групу ОР при спрацьовуванні УПЗ.

Всі контакти розриваються при надходженні з апаратури (рис. 1.2) кожного комплекту аварійних команд А і В.

Схемотехнічні контакти К, управляються таким чином (знімаючи/подаючи "дозвіл" в ПСУ), що розрив і замикання основних контактів контакторів М1 і М2 відбувається при відсутності в їх ланцюгах струму.

Токопроводи змінного струму проходять через апаратуру автоматичного включення резерву АВР на випадок зникнення змінного струму від одного з введів. Весь комплекс апаратури виконавчої частини аварійного захисту (рис.1.2–1.4) допускає проведення періодичної автоматизованої перевірки (тестування) всіх каналів захистів, у час роботи реактора шляхом почергового завдання тестів T в мажоритарні модулі (рис. 1.2).

Для виконання цієї функції в приміщенні кожного комплекту захисту повинна бути встановлена шафа тестування з двома мікроконтролерами, один з яких забезпечує передачу тестів з прийомом сигналів "відгуку" зі схем рис. 1.3 і 1.4, а другий резервний контролер (на випадок несправності першого) з ручним перемиканням повинен працювати в телеметричному режимі.

Контролери цієї шафи забезпечують діагностику помилкового спрацьовування будь-якого каналу захистів і передачу інформації про стан каналів в мережу Ethernet і далі через сервери системи СУЗ на БЩУ і інші системи АЕС.

Застосування мікроконтролерів і цифрових зв'язків в системі аварійного захисту дозволяє істотно скоротити обсяг обладнання і провідниковий зв'язок в системі, що значно підвищує її надійність і, отже, безпеку АЕС.

1.2 Технічні засоби, що використовуються в АСУ ТП АЕС

1.2.1 Загальна характеристика технічних засобів АСУ ТП

До складу АСУ ТП блоків АЕС входять наступні підсистеми:

- збору й первинної обробки інформації;
- дистанційного керування;
- технологічних захистів і блокувань;
- автоматичного регулювання;
- автоматичного керування;
- архівації й реєстрації параметрів;
- розрахунку не вимірюваних параметрів;
- подання інформації операторам, а також датчики, що нормують перетворювачі і розмножувачі сигналів, виконавчі автомати.

Для побудови підсистем АСУ ТП були використані і використовуються різні технічні засоби [8].

На блоках АЕС, що перебувають в експлуатації, для виконання функцій керування (захистів, блокувань, дистанційного керування) використовуються так звані індивідуальні засоби, або засоби приладового типу (наприклад регулятори), тобто для керування одним параметром або одним виконавчим механізмом використовується один пристрій. Елементна база цих пристроїв застаріла: (це електромагнітні реле, напівпровідникові прилади, ключі й т.д.).

У системах контролю й керування (СКК) блоків, що перебувають в експлуатації з 60 - 70 років (а таких блоків більшість), для контролю та реєстрації параметрів також використовуються технічні засоби приладового типу [9].

У цей час при реконструкції старих СКК й розробці нових в основному використовуються засоби мікропроцесорної техніки для побудови всіх підсистем АСУ ТП. Ці засоби стрімко міняються.

Тому в цьому розділі розглядаються як приклад інформаційно – керуючі системи на мікропроцесорній техніці, як ті що перебувають в експлуатації, так і ті що розроблюються, які містять у собі всі підсистеми АСУ ТП енергоблоків що вводяться в експлуатацію або перебувають на реконструкції.

Розглянутий також уніфікований комплекс технічних засобів (УКТЗ), що перебуває в експлуатації на всіх серійних енергоблоках АЕС, що використовується для виконання функцій захистів, блокувань, сигналізації й дистанційного керування [10].

1.2.2 Уніфікований комплекс технічних засобів

Цей комплекс для АЕС являє собою сукупність засобів (шафи з джерелами живлення та іншою допоміжною апаратурою і серією блоків обробки дискретних і аналогових сигналів, призначених для установки і функціонування в згаданих шафах), за допомогою яких проектним шляхом може бути зібраний пристрій, що реалізує функції дистанційного керування арматурами, механізмами, регуляторами та соленоїдними клапанами, технологічних захистів, автоматичного керування і блокувань, а також технологічної сигналізації.

До складу УКТЗ входять:

- базова шафа;
- кроссова шафа;
- блоки УКТЗ, включаючи службові;
- джерела живлення 15 В и 24 В;
- блоки аналого – дискретного перетворення сигналів АДП);
- блоки налаштування АДП;
- сервісні засоби: плата – адаптер, знімач;
- стенди для перевірки й налагодження апаратур;
- вузол сигналізації виклику.

Крім згаданих блоків, у шафах УКТЗ можуть бути розміщені блоки розмноження уніфікованого струмового сигналу [11].

Базова шафа УКТЗ призначена для кроссировки вхідних і вихідних ланцюгів, а також розміщення і забезпечення умов функціонування наступних блоків відповідно до їхніх технічних характеристик:

- дискретних логічних блоків типу БУЗ, БГР, БВР, БУК, та інших у кількості до 36 штук;
- блоків аналого-дискретного перетворення сигналів типу АДШ, АДП – Н, АДП - 2, АДП - 22 у кількості до 36 штук;
- блоків розподілу уніфікованого сигналу типу БРТ н БГР - Т у кількості 36 штук;
- блоків сигналізації БСИ, БСУ в кількості до 36 шт.;
- блоків формування вихідних команд типу БЛК у кількості до 12 штук;
- блоку формування номера об'єкта БФН у кількості 2 штук;
- блоку контролю запобіжників БКЗ - 1 шт.;
- блоків живлення по 2 шт.;
- блоку контролю ізоляції й напруги БКІН - 1 шт. Загальна кількість блоків у шафі УКТЗ – не більше 56 штук.

У базовій шафі УКТЗ повинні встановлюватися стабілізатори напруги на 15 й 24 В (робочі й резервні).

В УКТЗ, що випускали в 80 роки, як елементна база в основному використовувалися інтегральні мікросхеми, напівпровідникові елементи й малогабаритні реле.

У цей час УКТЗ, встановлені на блоках в 80-х роках, виробили свій ресурс і при реконструкції АСУ ТП, починаючи з 1997-1998 р., блоки УКТЗ замінюються на нові, у яких використовується мікропроцесорна техніка. При цьому алгоритми роботи блоків УКТЗ не змінюються, але значною мірою заглиблюється й розширюється діагностика всієї системи й кожного блоку УКТЗ, аж до змінного модуля. У таблиці 1.1. наведені найменування й призначення основних блоків УКТЗ [13].

Таблиця 1.1 – Номенклатура й функціональне призначення блоків УКТЗ

Найменування блоку	Позначення блоку	Функціональне призначення
1	2	3
Блок керування клапаном	БКК	Прийом команд оператора, пристроїв логічного керування (ПЛК), захистів і авторегуляторів і видачі команд “Відкрити”, “Закрити”; видача інформації в ІКС. і технологічний захист
Блок керування електродвигуном	БКЕ	Прийом команд оператора, захистів й ПЛК, а також видача команд “Включити” й “Відключити”. Видача інформації в ІКС і технологічний захист
Блок керування запірними арматурами	БКЗ	Видача команд “Відкрити”, “Закрити” на БКЛ; видача інформації в інформаційно-обчислювальну систему, технологічні захисти; сигналізація положення запірних арматур
Блок включення регулятора	БВР	Підключення (відключення) вихідних ланцюгів регулятора до виконавчого механізму по командах оператора, технологічних захистів й УЛУ; формування інформації для ІКС і технологічних зашитий
Блок автоматичного включення резервного	БАР1	Формування команд автоматичного включення резервного механізму; видача інформації в інформаційно - обчислювальну систему (ІОС)
Блок прийому команд захисту	<u>БПК</u>	Прийом команд, що надходять від технологічних захистів на блоки, і забезпечення можливості перевірки захистів
Блок логічний часу	БЛЧ	Формування сигналів з регульованою затримкою часу від 0,1 до 11 з дискретністю 0,1 з (1исп.), від 1 до 110 із із дискретністю 1 з (1исп.), від 10 до 1100 із із дискретністю 10): точність видачі часу $\pm 10\%$

Продовження таблиці 1.1

1	2	3
Блок автоматичного включення резервного механізму	БАР2	Автоматичне включення перших і другого аварійного насосів змащення турбоустановки, формування інформації в ІКС, технологічні захисти. Технологічні затримки за часом прийому й видачі команд із точністю $\pm 20\%$
Блок ключів	БКЛ	Вихідний підсилювач, керований сигналами 5В, для комутацій ланцюгів змінного й включення постійного струму напругою 220В 6 ключів); гальванічний поділ ланцюгів керування від силових ланцюгів й останніх між собою
Блок логічних перетворень	БЛП2	Реалізація логічних функцій (многовходные “И”, “АБО”), а також формування сигналу тривалістю $(1\pm 0,5)$ з
Блок логічних перетворень	БЛП1	Реалізація логічних функцій (“Пам'ять”, “И”, “АБО”, “НЕ”), формування сигналів з витримкою часу (10 ± 2) мс
Блок контролю ізоляції й напруги	БКІН	Контроль і видача сигналу при зниженні нижче припустимого опору ізоляції шин 24, 15 і мінус 15 В, а також при виході за припустимі межі напруги шафи УКТЗ
Аналого - дискретний перетворювачі	АДП - 22	Порівняння алгебраїчної суми двох уніфікованих струмових сигналів з уставкою і перетворення результату порівняння в дискретний сигнал

Продовження таблиці 1.1

1	2	3
Блок гальванічної розв'язки	БГР	Прийом команд на напругу 15 В, їхнє посилення й гальванічний поділ ланцюгів і видача команд у вигляді “сухого” контакту
Блок дільничних апаратів	БДА	Здійснення всіх видів світлозвукової технологічної сигналізації для групи (ділянки) сигналів. Витримка часу $(1 - 10)с \pm 20\%$. Керування груповим табло з повторністю дії світлозвукового сигналу
Аналого - дискретний перетворювач	АДП - 1М	Порівняння уніфікованого струмового сигналу з уставкою і перетворення результату порівняння в дискретний сигнал; контроль аналогової частини блоку по неузгодженості із двома аналогічними блоками
Аналого - дискретний перетворювач	АДП - 1М	Порівняння алгебраїчної суми двох уніфікованих струмових сигналів з уставкою і перетворення результату порівняння в дискретний сигнал; контроль аналогової частини блоку по неузгодженості із двома аналогічними блоками

Блоки - розмножувачі струмових сигналів БГР - Т, що входять в УКТЗ, встановлюються й функціонують тільки в шафах УКТЗ. Залежно від типу вони розмножують для 4 або 6 споживачів струмових сигналів - 5тА, 0 - 20 тА й 4 - 20 тА, з гальванічною розв'язкою й без гальванічної розв'язки.

На рис. 1.5 наведена схема одного з основних блоків

- блоку керування засувкою БКЗ.

Керування приводом засувки здійснюється як по команді оператора - технолога від ключів керування, так і по командах, що надходить від завдань технологічних захистів і блокувань, логічного керування, автоматичного регулювання [13].

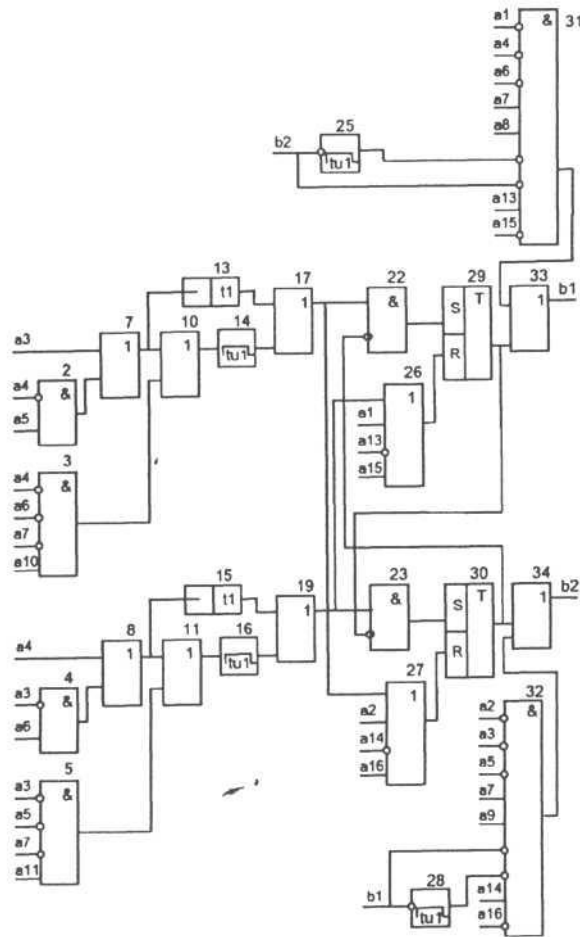


Рисунок 1.5 – Логічна схема блоку керування засувкою ВУЗ: 1 - схема “Т”; & - схема “АБО”; Т - тригер; І - витримка часу

Встановлюється наступний пріоритет дії одних входних сигналів над іншими:

- “заборона”, захисту, блокування, логічне керування, автоматичне регулювання, дистанційне керування. Комплекс завдань дистанційного керування із заданим пріоритетом впливу:

- 1) формування команд керування із заданим пріоритетом впливу;
- 2) прийом й обробка інформації про стан об'єктів керування;
- 3) подання інформації про стан об'єктів керування.

Алгоритм керування приводом містить у собі три структури:

- керування електроприводом засувки;
- індикації стану електропривода засувки;

- контроль несправності комутаційної апаратури і електропривода засувки.

Наявність будь – якого сигналу в схемі відповідає логічної “1”, а його відсутність - логічному “0”.

Схема керування електроприводом засувки

Вхідна інформація:

- “заборона” відкриття або закриття (a1, a2);
- команди “Відкрити” або “Закрити” від захистів, блокувань, логічного керування, дистанційного керування (аз, a4, a5, аб, a8, a9, a 10, a11);
- дозвіл автоматичного керування (a7);
- інформація про положення “засувки” по кінцевих вимикачах “Невідкрито”, “Незакрите” (a 13, a 14);
- інформація про положення контактів вимикачів муфти ВМО, ВМЗ(a15, a 16).

Вихідна інформація:

- команди “Відкрити” (в 1) або “Закрити” (в2), до комутаційних апаратів керування засувкою. Формування команд керування із заданим пріоритетом здійснюється логічними схемами “І”. Кожна команда вищого пріоритету забороняє проходження протилежних команд нижчого пріоритету.

Для того щоб обмежити керуючий сигнал на вході за часом, команди керування від захистів, блокувань і ключів надходять на логічну схему “Імпульс заданої тривалості” (13, 15). Команда від захистів, блокувань і ключів керування запам'ятовується КЗ- тригером (29, 30). Команда логічного керування не запам'ятовується. Вихідна команда виконується стільки, скільки тримається команда від логічного керування. Вихідна команда керування проходить через схеми “І” (33, 34) у випадку відсутності заборони.

Знімання вихідної команди керування здійснюється через скидний вхід КЗ- тригерів за допомогою:

- сигналів “Невідкрито”, “Незакрите”, “ВМО”, “ВМЗ”, які надходять на вхід схеми керування від контактів кінцевих вимикачів і вимикачів муфти й на інші сигнали.

1.3 Розрахунок настроювань регулятора температури

Нижче розглядається методика розрахунку одноконтурних САР, на основі яких будуть визначатися настройки регулятора рівня в парогенераторі [12].

1.3.1 Умови оптимального настроювання регуляторів

У найпростішому й найпоширенішому на практиці випадку в системі регулювання є тільки один замкнутий на себе контур передачі впливів. Така система, одержала назву одноконтурної, і може бути представлена схемою, наведеною на мал.1.4.а [8]. На схемі прийняті наступні позначення:

X - регульована величина;

Z - неузгодженість між поточним x і заданим значенням x_y значеннями регульованої величини;

$W_p(P) = \frac{X_p(P)}{Z(p)}$ - передатна функція регулятора;

$W_{os}(P) = \frac{X(P)}{X_p(P)}$ - передатна функція об'єкта щодо регулюючого впливу X_p

$W_{os}(P) = \frac{X(P)}{X_{os}(P)}$ - передатна функція об'єкта відносно к-ї дії, що обурює X_{os}

Записавши вираз для зображень величин цієї схеми

$$X(p) = W_{об}(p) \times X_p(p) + W_{сб}(p) \times X_c(p);$$

$$X_p(p) = W_p(p) \times Z(p);$$

$$Z(p) = X_y(p) - X(p)$$

і виключивши з отриманої системи рівнянь $X_p(p)$ й $Z(p)$ одержимо вираз регульованої величини системи в наступному вигляді:

$$X(p) = W_{об}(p) \times X_y(p) + W_{сб}(p) \times X_c(p), \quad (1.1)$$

Зображення регульованої величини в схемі 1.6 б. визначається виразом

$$X(p) = W_{\phi 1}(p) \times W_{об}(p) \times X_{в1}(p) + \dots + W_{\phi n}(p) \times X_{вn}(p).$$

Система автоматичного регулювання має стільки входів, скільки на неї діють збурюючих і управляючих впливів. Умови оптимальності здобувають більш наглядний фізичний зміст, якщо всі впливи, що збурюють, формально привести до одного входу – з керуючим впливом. У цьому випадку структурна схема системи, розглянута на мал. 4.1 а, замінюється схемою, що наведена на рис. 1.6 б. де всі збурювання $X_{с1}, X_{с2} \dots$, попередньо пройшовши через відповідні фільтри з передатними функціями $W_{\phi 1}(p), W_{\phi 2}(p) \dots$, надходять на вхід регулятора у вигляді додаткових керуючих впливів $X_{y1}, X_{y2} \dots$ разом з основним керуючим впливом X_y .

Порівнявши його з формулою для зображень регульованої величини в схемі яка зображена на рис. 1.6 а. прийдемо до висновку, що для еквівалентності схем необхідно вибирати передатні функції фільтрів у схемі рис. 1.6 б. згідно формулі (1.2):

$$W_{\phi}(p) = \frac{W_{oe}(p)}{W_{ob}(p) \times W_p(p)} \quad (1.2)$$

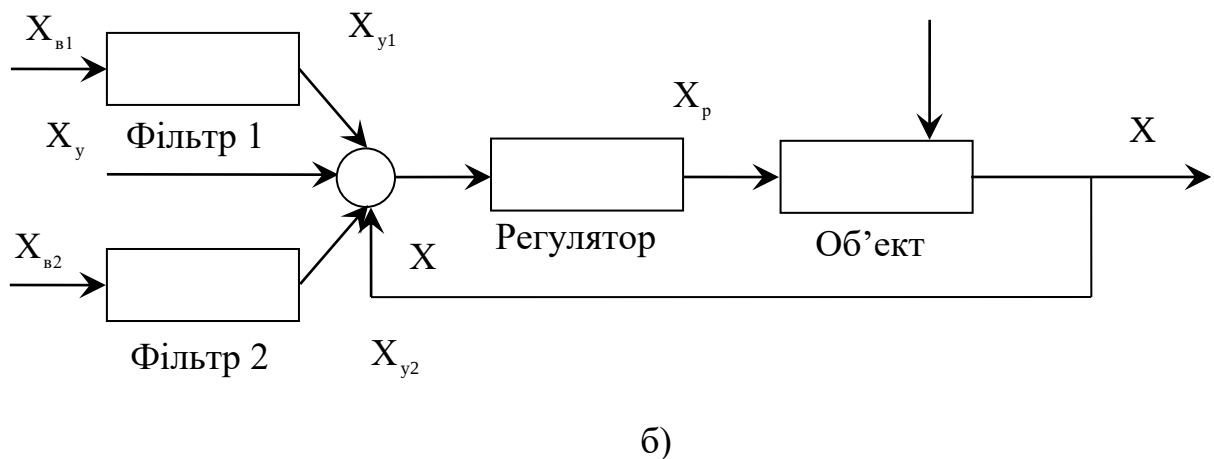
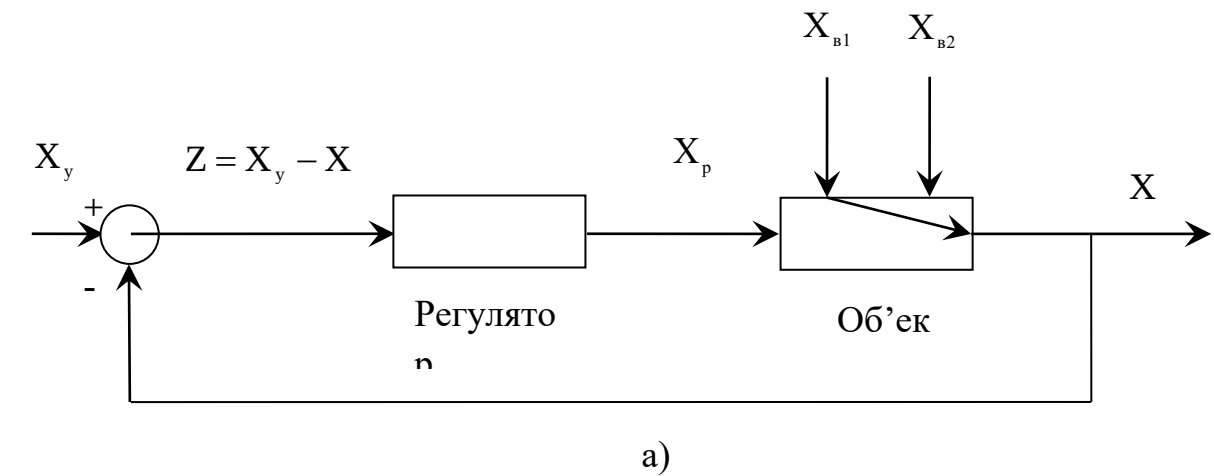


Рисунок 1.6 – Структурні схеми регулювання
а) вихідна; б) перетворена до одного входу

Вихідні величини фільтрів збурювань зображені схемі рис. 1.6 б. $X_{y1}, X_{y2} \dots$ можуть розглядатися що перешкоди, які накладаються на корисний керуючий сигнал X_y , який повинен спрацьовуватися системою якнайкраще. Тому умови найменшого впливу збурювань на систему впливів, що обурюють, формально зводяться до того, щоб підбором відповідного настроювання регуляторів звести вихідні величини фільтрів збурювань до можливого мінімуму, тобто по можливості зменшити перешкоди, що

накладають збурювання на корисний керуючий сигнал X_y . Відповідно до цього умови оптимальності можуть бути замінені наступними:

$$\left. \begin{array}{l} |W_{\phi}(i0)| = 0 \\ \frac{d}{d\omega} |W_{\phi}(i0)| = 0 \\ \dots\dots\dots \\ |W_{o\phi}(i0)| = 0 \\ \frac{d}{d\omega} |W_{o\phi}(i0)| = 0 \\ \dots\dots\dots \end{array} \right\} \quad (1.3)$$

тобто настроювання регулятора є оптимальним, якщо амплітудно-частотні характеристики фільтрів і їхні похідні при нульовій частоті найменше відхиляються від нуля.

1.3.2 Регулятори

Амплітудно-частотна характеристика фільтра довільного k -го збурючого впливу.

$$|W_{\phi}(i\omega)| = \left| \frac{W_{o\phi}(i\omega)}{W_{o\phi}(i\omega)} \right| \frac{1}{k_p}$$

при $\omega = 0$ приймає значення

$$|W_{\phi}(i0)| = \frac{k_{o\phi}}{k_{o\phi}} \times \frac{1}{k_p}, \quad (1.4)$$

де $k_{ос}, k_{об}$ — коефіцієнти передачі регульованого об'єкта щодо що обурює й регулює впливів.

Її величина прагне до нуля при безмежному збільшенні коефіцієнта передачі регулятора k_p . Таким чином, з погляду найкращої фільтрації збурювань варто прагнути до можливо більшого коефіцієнта передачі регулятора.

Пі-регулятор. Амплітудно-частотна характеристика фільтра для довільного k -го впливу, що збурює, X_b у системі з Пі-регулятором визначається формулою

$$|W_\phi(i\omega)| = \left| \frac{W_\phi(i\omega)}{W_{об}(i\omega)} \right| \times \frac{1}{k_p} \times \frac{T_u \omega}{\sqrt{1 + T_u^2 \omega^2}}.$$

При $\omega=0$ це вираження звертається в нуль. Перша похідна амплітудно-частотної характеристики фільтра

$$\frac{d}{d\omega} |W_\phi(i\omega)| = \left| \frac{W_\phi(i\omega)}{W_{об}(i\omega)} \right| \times \frac{1}{k_\phi} \times \frac{T_u \omega}{\sqrt{1 + T_u^2 \omega^2}} + \left| \frac{W_\phi(i\omega)}{W_{об}(i\omega)} \right| \times \left[\frac{1}{\sqrt{1 + T_u^2 \omega^2}} - \frac{T_u^2 \omega^2}{\sqrt{1 + T_u^2 \omega^2}} \right] \times \frac{T_u}{k_\phi}$$

при $\omega=0$ приймає значення

$$\frac{d}{d\omega} |W_\phi(i0)| = \frac{k_{ос}}{k_{об}} \times \frac{T_u}{k_p} \quad (1.5)$$

Таким чином, найменшому відхиленню частотної характеристики фільтра від нуля відповідає максимальна величина відносини коефіцієнта передачі регулятора вчасно.

ПІД-регулятор. Амплітудно-частотна характеристика фільтра для деякого довільного k -го впливу, що обурює, у системі регулювання з - ПІД регулятором визначається формулою:

$$|W_{\phi}(i\omega)| = \left| \frac{W_{об}(i\omega)}{W_{об}(i\omega)} \right| \times \frac{1}{k_p} \times \frac{T_u \omega}{\sqrt{(1 + T_u^2 \omega^2)^2 + T_u^2 \omega^2}}.$$

Перша й втора похідні від цього вираження при $\omega=0$ приймають значення:

$$\left. \begin{aligned} \frac{d}{d\omega} |W_{\phi}(i0)| &= \frac{k_{об}}{k_{об}} \times \frac{T_u}{k_p} \\ \frac{d^2}{d^2\omega} |W_{\phi}(i0)| &= 0, \text{ при } T_{np} = 0,5T_u \end{aligned} \right\} \quad (1.6)$$

Таким чином, при оптимальному настроюванні регулятора, як й у попередньому випадку, необхідно мати максимальну можливу величину відносини коефіцієнта передачі регулятора вчасно. При цьому час попередження регулятора не є незалежним параметром настроювання, а однозначно пов'язане з величиною часу регулятора й повинне становити половину останнього.

Треба, однак, мати на увазі, що через те, що перша похідна в умовах оптимальності не звертається в нуль, а тільки приймає мінімальне значення, відношення коефіцієнта передачі регулятора вчасно изодрома може мати максимальну величину при трохи відмінному від зазначеного значення часу попередження. Тому рекомендується робити визначення величини $\frac{k_p}{T_u}$ для

декількох фіксованих значень $\frac{T_{np}}{T_u}$, близьких до 0,5, щоб вибрати потім з них те, при якому відношення $\frac{k_p}{T_u}$ має максимум. Знайдені в такий спосіб

параметри настроювання регулятора можуть уважатися оптимальними. Остаточний вибір оптимального настроювання виробляється в процесі аналізу перехідних процесів.

1.3.4 Вибір оптимального настроювання системи з одноємкісним регульованим об'єктом

Найбільше просто завдання вибору оптимальних параметрів настроювання регулятора вирішується у випадку, коли регульований об'єкт одноємкісний, порядок диференціального рівняння якого поранений одиниці. У цьому випадку порядок диференціального рівняння всієї замкнутої системи регулювання при звичайно застосовуваних для регулювання таких об'єктів регуляторах не перевищує двох, що дозволяє звести розрахунок до порівняно дуже простих формул.

Найчастіше одноємкісний об'єкт у динамічному відношенні при впливі з боку регулювального органа являє собою інтегруюче (об'єкт, позбавлений самовирівнювання) або інерційна ланка першого порядку (об'єкт із самовирівнюванням). Відповідно передатні функції таких об'єктів виражаються формулами:

$$W_{об}(p) = \frac{\varepsilon_{об}}{p}; W_{ов}(p) = \frac{\varepsilon_{ов}}{p}; W_{ов}(p) = \frac{k_{об}}{T_{об}p + 1}, \quad (1.7)$$

де $\varepsilon_{об}$, $\varepsilon_{ов}$ - значення швидкості розгону об'єкта без самовирівнювання для регулюючого й дій, що обурюють;

$k_{об}$, $k_{ов}$ - значення коефіцієнта передачі об'єкта із самовирівнюванням для регулюючого й дій, що обурюють;

$T_{об}$ - постійна часу об'єкта із самовирівнюванням.

Розрахунок будемо робити для випадків застосування П-, І- і ПІ-законів регулювання. Відповідно передатні функції регуляторів з такими законами регулювання визначаються формулами:

$$W_p(p) = k_p; W_p(p) = \frac{\varepsilon_p}{p}; W_p(p) = k_p \times \left(1 + \frac{1}{T_u p}\right), \quad (1.8)$$

де k_p - коефіцієнт передачі П – регулятора;

ε_p - коефіцієнт передачі І-регулятора;

T_u - час изодрома.

Стійкість системи буде визначатися її ступенем коливання, величина якої вибирається рівною $m=0.366$, що відповідає ступеню загасання, рівне 0.9. Оптимальне настроювання буде визначатися по мінімуму відхилення частотних характеристик від нуля в крапці $\omega = 0$.

1.3.5 Система з регуляторами із самовирівнюванням

Система з ПІ-регулятором.

Передатні функції системи щодо що обурюють і керуючого впливів визначаються формулами:

$$W_{об}(p) = \frac{1}{Tp + 1}; W_{\varepsilon}(p) = \frac{k_k}{Tp + 1}, \quad (1.9)$$

$$\text{де } k = \frac{k_{об} k_p}{1 + k_{об} k_p}; k_k = \frac{k_{ов}}{1 + k_{об} k_p}; T = \frac{T_{об}}{1 + k_{об} k_p},$$

так, як і у попередньому випадку, система регулювання в динамічному відношенні подібна до інерційної ланки першого порядку. Наявність регулятора тільки зменшує залишкове відхилення регульованої величини і

пришвидшує процес в об'єкті. Тому для вибору параметрів настроювання цієї системи залишаються в силі всі ті рекомендації, які приводилися для системи з об'єктом, позбавленим самовирівнювання.

Система з И - регулятором

Передатні функції замкнутої системи відносно, керуючого й впливів, що обурюють, визначаються вираженнями:

$$W_{об}(p) = \frac{1}{T_2^2 p^2 + T_1 p + 1}; W_{в}(p) = \frac{k_k T_1 p}{T_2^2 p^2 + T_1 p + 1}; \quad (1.10)$$

$$\text{де } k_k = k_{ов}; T_1 = \frac{1}{k_{об} \varepsilon_p}; T_2^2 = \frac{T_{об}}{k_{об} \varepsilon_p}.$$

Тому що характеристичне рівняння виходить залежно від розташування корінь характеристичного рівняння в комплексній площини

$$p_{1,2} = -\frac{1}{2T_{об}} \pm \sqrt{\frac{1}{4T_{об}^2} - \frac{k_{об} \varepsilon_p}{T_{об}}}$$

Процес регулювання може бути або неперіодичним, або коливальним. При $4k_{об} \varepsilon_p T_{об} \geq 1$ цей процес – коливальний загасаючий, при $4k_{об} \varepsilon_p T_{об} \leq 1$ – неколивальний. Значення коефіцієнта передачі регулятора, при якому система буде мати заданий ступінь колювання m , визначається з умови

$$m = \frac{\alpha}{\omega} = \frac{1}{2T_{об} \sqrt{\frac{k_{об} \varepsilon_p}{T_{об}} - \frac{1}{4T_{об}^2}}},$$

$$\text{тобто } \varepsilon_h = \frac{1 + \frac{1}{m^2}}{4k_{об}T_{об}}. \quad (1.11)$$

При більшому значенні коефіцієнта передачі, чим обчислене по цій формулі, ступінь коливання буде менше заданої, і навпаки.

Відхилення частотних характеристик реальної системи від нуля тим менше, чим більше величина коефіцієнта передачі регулятора. Але при коефіцієнті передачі вище його граничного значення, обумовленого по формулі (1.12), система не буде мати необхідної стійкості. Тому як оптимальне значення коефіцієнта передачі І-регулятора варто вибрати саме це граничне значення. Зокрема, для $m=0,366$ одержимо:

$$\varepsilon_p = \frac{2.11}{k_{об}T_{об}}. \quad (1.12)$$

Тому що рівняння системи має тільки другий порядок, то визначення графіків процесів регулювання доцільно робити шляхом прямого рішення цього рівняння. Так, як у випадку, коли вхідний вплив, що обурює, - одиничне східчасте:

$$h_s(t) = \frac{k_{ос}}{T_{об}\omega} \times e^{-\alpha t} \times \sin \omega t,$$

$$\text{або, з огляду на те, що } \alpha = \frac{1}{2T_{об}}, \omega = \frac{\alpha}{m},$$

$$h_s(t) = 2mk_{ос} \times e^{-\frac{t}{2T_{об}}} \times \sin \frac{1}{2T_{об}m} t.$$

Для визначення максимального відхилення продифференціюємо цю формулу й результат дорівнюємо до нуля:

$$\frac{1}{m} \cos \frac{t_{\max}}{2T_{\text{об}}m} - \sin \frac{t_{\max}}{2T_{\text{об}}m} = 0,$$

тобто час максимуму визначається з формули

$$t_{\max} = 2mT_{\text{об}} \times \arctg \frac{1}{m}.$$

Підставивши тепер це вираження у формулу для перехідного процесу, одержимо значення максимального відхилення:

$$h_{\max} = \frac{2me^{-m \times \arctg \frac{1}{m}}}{\sqrt{1+m^2}} \times k_{\text{об}}. \quad (1.13)$$

При $m=0.366$

$$h_{\max} = 0.44k_{\text{об}}$$

Помітимо, що $k_{\text{об}}$ - стале відхилення тимчасової характеристики регульованого об'єкта. Таким чином, при оптимальному настроюванні максимальне відхилення регульованої величини, викликане східчастим впливом, становить біля половини відхилення, що мало б місце при цьому ж збурюванні при відсутності регулятора. Однак це відхилення лише короткочасно; при $t \rightarrow \infty$ воно прагне до нуля, тобто система працює без нерівномірності.

1.3.6 Система з Пі-регулятором

Передатні функції системи регулювання визначаються формулами:

$$\begin{aligned}
W_c(p) &= \frac{W_{o6} \times W_p}{1 + W_{o6} \times W_p} = \frac{\frac{k_{o6}}{T_{o6}p+1} \times k_p \times \left(1 + \frac{1}{T_u p}\right)}{1 + \frac{k_{o6}}{T_{o6}p+1} \times k_p \times \left(1 + \frac{1}{T_u p}\right)} \times \frac{T_u p}{T_u p} = \\
&= \frac{\frac{k_{o6} k_p}{T_{o6}p+1} \times (T_u p + 1)}{\frac{k_{o6} k_p}{T_{o6}p+1} \times (T_u p + 1) + T_u p} = \frac{T_u p + 1}{T_u p + 1 + \frac{T_u p \times (T_{o6}p + 1)}{k_{o6} k_p}} = \\
&= \frac{T_u p + 1}{\frac{T_u T_{o6}}{k_{o6} k_p} \times p^2 + \left(T_u + \frac{T_u}{k_{o6} k_p}\right) \times p + 1} = \frac{T_u p + 1}{T_2^2 p + T_1 p + 1},
\end{aligned} \tag{1.14}$$

$$W_B(p) = \frac{k_k \times T_u p}{T_2^2 p + T_1 p + 1},$$

$$\text{де } k_k = \frac{k_{об}}{k_{o6} k_p};$$

$$T_1 = \frac{1 + k_{o6} k_p}{k_{o6} k_p} \times T_u;$$

$$T_2^2 = \frac{T_u T_{o6}}{k_p k_{o6}}.$$

Границя області в площині параметрів настроювання регулятора, усередині якого ступінь коливання буде не нижче заданого значення m , визначається в такий спосіб:

$$T_u = \frac{4m^2}{1 + m^2} \times \frac{k_{o6} k_p}{(1 + k_{o6} k_p)^2} \times T_{o6}, \tag{1.15}$$

або, зокрема для $m=0.366$,

$$T_u = 0,475 \frac{k_{об} k_p}{(1 + k_{об} k_p)^2} \times T_{об},$$

Графік залежності $k_{об} k_p$ від величини відносини $\frac{T_u}{T_{об}}$ наведене на рис. 1.7.



Рисунок 1.7 – Визначення точки оптимальної настройки ПІ – регулятора в площині його параметрів настройки.

Як й у попередньому випадку, крапка, що відповідає оптимальному настроюванню регулятора, розташовується на кривій у площині параметрів настроювання, що обмежує область необхідної стійкості системи, при можливо більшому значенні коефіцієнта передачі регулятора. Тому оптимальне настроювання визначається з формули (1.16):

$$\left. \begin{aligned} k_{p.онт} &= k_{p.макс} \\ T_{u.онт} &= 0,475 \frac{k_{об} k_p}{(1 + k_{об} k_p)^2} \times T_{об} \end{aligned} \right\} \quad (1.16)$$

Відхилення регульованої величини при східчастому впливі, що обурює, визначається вираженням

$$h(t) = 2m \frac{k_{об}}{1 + k_{об} k_p} \times e^{-\alpha t} \times \sin \frac{\alpha}{m} t, \quad (1.17)$$

$$\text{де } \alpha = \frac{1 + k_{об} k_p}{2T_{об}}.$$

Максимальне відхилення

$$h_{\max} = \frac{2me^{-m \times \arctg \frac{1}{m}}}{\sqrt{1 + m^2}} \times \frac{k_{об}}{1 + k_{об} k_p}; \quad (1.18)$$

при $m=0.366$

$$h_{\max} = 0,44 \frac{k_{об}}{1 + k_{об} k_p}.$$

1.4 Постановка завдань дослідження

1. Дослідити перехідні процеси при спрацювання ППЗ для РУ ВВЕР-1000;
2. Розрахувати зміну основних параметрів РУ ВВЕР-1000 у часі;
3. Запропонувати практичне застосування апаратури нейтронного потоку в режимах із спрацьовуванням попереджувального захисту.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

Проведено аналіз сучасного стану розвитку атомних електростанцій України та безпосередньо атомні електростанції з реактором типу ВВЕР-1000, показані технічні засоби, що використовуються в АСУ ТП АЕС, показано склад уніфікованого комплексу технічних засобів, проведено розрахунок налаштувань регулятора температури, обрано оптимальне налаштування системи з одноступінчастим регульованим об'єктом.

РОЗДІЛ 2. МЕТОД РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ АВАРІЙНОГО ПРИСКОРЕНОГО ПОПЕРЕДЖУВАЛЬНОГО ЗАХИСТУ

2.1 Загальні відомості про прискорений попереджувальний захист реакторів типу ВВЕР-1000 на АЕС

Нині в Україні і низці країн далекого зарубіжжя знаходяться в експлуатації більше 50 атомних енергоблоків з реакторами ВВЕР, оснащених системами управління і захисту [10].

Найбільшу долю в атомній енергетиці складають АЕС з водо-водяними реакторами (ВВЕР) і подальший розвиток атомної енергетики базуватиметься на реакторах ВВЕР великої потужності 1000-2200 МВт.

Комплекс електроустаткування СУЗІ реакторів ВВЕР структурно складається з двох основних систем – системи управління розподіленими електроприводами органів регулювання реактора (ОР) і інтегрованої системи аварійного захисту (АЗ) [11].

Система управління приводами ОР побудована з широким застосуванням РС-сумісних і спеціалізованих мікроконтролерів класу 3Н і забезпечує управління, діагностику, реєстрацію і представлення операторові необхідної інформації [12].

Система аварійного захисту до теперішнього часу будується на непрограмованих засобах, оскільки ця система повинна сертифікуватися по вищому класу безпеки - 2У. У Європейських країнах, наприклад у Франції, на АЕС з реакторами ВВЕР великої потужності, системи аварійного захисту оснащені цифровими обчислювальними засобами, що дозволяють істотно скоротити дротяні зв'язки між окремими підсистемами АЗ і, тим самим, значно підвищити надійність систем аварійного захисту і, отже, підвищити безпеку АЕС [13].

Традиційно аварійний захист будується з виконанням наступних основних принципів [13]:

- принцип "одиночної відмови" вимагає виконання системою своїх функцій при будь-якій одиначній відмові в системі;
- принцип "відмови із загальної причини" вимагає створення структури, що виключає загальні фрагменти системи, відмова яких може привести до повної відмови усієї системи.

На підставі другого принципу в Україні традиційно аварійний захист складається з двох незалежних комплектів АЗ, розташованих в різних приміщеннях і впливаючих на органи регулювання реактора по логіці "АБО".

Засоби обчислювальної техніки вітчизняного і імпорного виробництва, що випускаються нині, дозволяють вже сьогодні створювати системи аварійного захисту на базі мікроконтролерів, інтегрованих за допомогою інтерфейсних зв'язків і мережевих структур. При цьому окремі підсистеми пропонованого комплексу аварійного захисту вже випробувані на промислових об'єктах, включаючи АЕС [14].

Ієрархічно кожен комплект АЗ складається з двох каскадно суміжних частин з мажоруванням аварійних сигналів.

На верхньому рівні працює частина, що ініціює, АЗ, що забезпечує збір інформації про стан об'єкту.

На нижньому рівні відбувається посилення сигналів верхнього рівня для формування силових дій аварійного захисту на органи регулювання реактора.

Частина комплексу, що ініціює, АЗ будується за трьохканальною схемою, структура кожного каналу (шафи КНТП) показана на рис.2.1.

Шафа КНТП (контролю нейтронних і теплотехнічних параметрів) включає:

- мікроконтролер каналу нейтронного потоку (КНП);
- мікроконтролер теплотехнічних параметрів (КТП);
- мікроконтролер інформаційного зв'язку (МІЗ).

Мікроконтролери КНП і КТП - спеціалізовані контролери розробки НПП ВНИИЭМ, атестовані для використання в Атомній енергетиці і що мають необхідну кількість гальванічно ізольованих входів-виходів для аналогових і цифрових сигналів [15].

Внаслідок того, що КНП і КТП утворюють ядро каналу аварійного захисту і відносяться до класу безпеки 2У, їх програмне забезпечення має бути максимально прозорим і функціонувати без використання операційної системи і мінімальному використанні переривань [16].

Вимоги до розробки подібного програмного забезпечення і забезпечення його надійності викладені в МЕК-880.

Для підвищення надійності функціонування, контролери КНП і КТП мають бути конструктивно розділені, і мати відмовостійке живлення двохфідера.

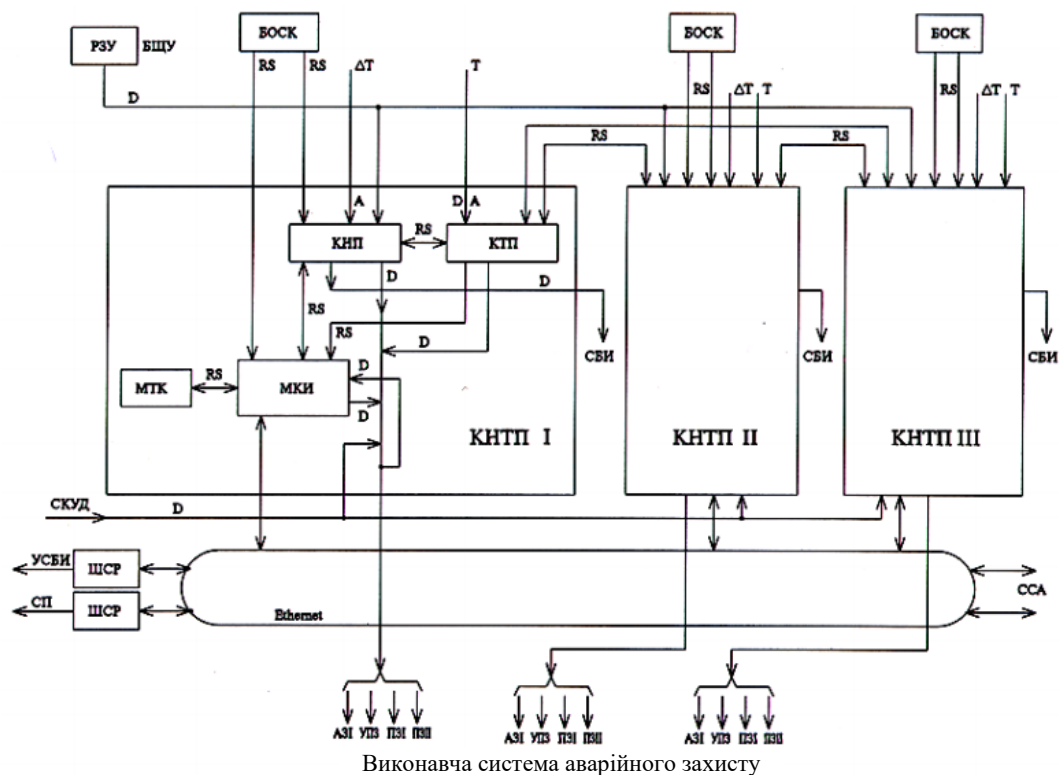


Рисунок 2.1 – Структура частини аварійного захисту, що ініціює :

RS - послідовний інтерфейс;

D - дискретний сигнал;

A - аналоговий сигнал

Мікроконтролер МІЗ являється промисловим РС - сумісним контролером з серії В10Р і по рівню безпеки і надійності відноситься до класу ЗН. Конструкція мікроконтролера дозволяє використовувати в його складі широкий набір процесорних і периферійних модулів як вітчизняного, так і імпортного виробництва [17].

Контролер МІЗ здійснює зв'язки з мережею Ethernet і забезпечує підтримку місцевого табло контролю шафи.

Оскільки вимоги до програмного забезпечення пристроїв класу ЗН є істотно м'якшими, те програмне забезпечення контролера МІЗ може використовувати одну із стандартних операційних систем і переривання для обслуговування периферійних пристроїв [18].

Вимоги МЕК-880 для ПО МІЗ носять рекомендаційний характер.

При обміні інформацією з контролерами КНП і КТП по послідовному інтерфейсу в штатному режимі експлуатації, контролер МІЗ завжди виступає веденим пристроєм.

Мікроконтролер КНП призначений для контролю і формування аварійних команд по рівню нейтронного потоку і періоду розгону реактора.

Інформація про рівень нейтронного потоку може поступати в нього в цифровому виді по інтерфейсу RS485 від блоку обробки сигналів іонізаційних камер (БОСК) розробки НПЦ "Елегія" або в аналоговому виді від що серійно випускається ЗАТ "СНПП-СИСТЕМАТОМ" апаратури контролю нейтронного потоку (АКНП).

До теперішнього часу апаратура виміру нейтронного потоку розробки НПЦ "Елегія", що здійснює вимір нейтронного потоку у багатомісному діапазоні від 10^{-3} до 10^9 н/см²·з від шести іонізаційних камер, розташованих по висоті активної зони реактора у бетонному захисті, пройшла випробування на АЕС [19].

Для коригування середнього сигналу нейтронного потоку від шести детекторів з метою приведення його у відповідність з тепловою потужністю в

контролер КНП вводяться аналогові сигнали ΔT від термопар по підігріванню теплоносія в кожній з чотирьох петель першого контура.

Мікроконтролер КТП приймає аналогові (близько 30) і дискретні (близько 15) сигнали від теплотехнічних датчиків (Т), по яких (окремо і в комплексі) формуються аварійні команди [20].

Інформація з мікроконтролерів КНП і КТП по послідовному інтерфейсу RS232 передається в мікроконтролер МІЗ і далі в мережу Ethernet.

Дискретні аварійні команди мікроконтролерів КНП і КТП по логіці "АБО" передаються у виконавську систему аварійного захисту АЗ.

Між мікроконтролерами КНП і КТП реалізується внутрішній зв'язок через інтерфейс RS232, по якому передаються номери уставок нейтронного потоку, що відповідають рівням потужності, записаним в постійній пам'яті контролера КНП. Рівні уставок визначаються станом і конфігурацією основного устаткування (наприклад числом працюючих петель першого контура) [12].

Для достовірної ідентифікації стану об'єкту за теплотехнічними характеристиками мікроконтролери КТП обмінюються з суміжними каналами по інтерфейсу RS485 повідомленнями про перехід вимірюваних параметрів за межі заданих уставок для подальшого обліку їх при формуванні аварійних команд.

Мікроконтролери КНП і КТП формують чотири типи аварійних команд, реалізуючі чотири роди захисту :

- АЗ1 – аварійний захист, що викликає скидання усіх ОР в активну зону реактора з метою припинення ланцюгової реакції розмноження нейтронів;

- УПЗ – прискорений попереджувальний захист, що викликає скидання групи ОР в активну зону;

- ПЗ1 – попереджувальний захист першого роду, що викликає рух груп ОР що вводяться в активну зону з робочою швидкістю;

– ПЗ2 – попереджувальний захист другого роду, що забороняє рух ОР вгору на збільшення потужності реактора.

Захист першого роду АЗ1 є основним і усе устаткування, пов'язане з реалізацією цього захисту відноситься до класу 2У [21].

Усі інші види попереджувального захисту відносяться до класу 3Н.

Контролер КНП має дискретний зв'язок з ручним задатчиком уставок (РЗУ) захисту ПЗ1 по нейтронному потоку, з якого окрім уставок, "защитих" в пам'яті КНП, можна обмежувати потужність на рівні 3, 5, 10, 20 % від поточного значення.

У контролері КНП є дискретний вихід в систему безпеки СБИ, що ініціює.

Мікроконтролер МІЗ по послідовному інтерфейсу пов'язаний з БОСК, КНП, КТП і місцевим табло контролю (МТК), за допомогою клавіатури якого можна викликати на екран будь-який параметр.

У контролері МІЗ виконується діагностика усіх пристроїв шафи КНТП, робляться обчислення реактивності і визначення аксіальної і азимутної (через зв'язки між каналами) нерівномірності розподілу нейтронного потоку в активній зоні реактора, формуються сигнали попереджувального захисту. Через контролер МІЗ здійснюється зв'язок із СКУД (система, що забезпечує внутрішньореакторний контроль) і вихід на мережу Ethernet для обміну інформацією з шафами серверів ШСР системи СУЗІ [15].

Від системи СКУД приймаються також прямі дискретні сигнали на спрацьовування попереджувального захисту.

Через МІЗ по дозволу керівника оперативного персоналу здійснюється доступ в контролер КНТ для введення коефіцієнта пропорційності D_0 між підігріванням теплоносія ΔT і тепловою потужністю реактора Q , які пов'язані рівністю:

$$Q = D_0 \Delta T \quad (2.1)$$

Коефіцієнт Δ_0 визначається витратою теплоносія через реактор для різних конфігурацій першого контура (працюють усі петлі, відключена одна петля, відключені дві петлі суміжні або протилежні).

Розрахунковим шляхом витрата може бути визначена з погрішністю не менше 5%, а для коригування сигналу нейтронного потоку потрібно вищу точність, оскільки цей сигнал порівнюється з аварійними уставками. Тому коефіцієнт Δ_0 повинен визначатися експериментально на діючому реакторі в період першого освоєння потужності [18].

Отримавши реальну теплову потужність Q з системи СКУД або визначивши її по інших вимірах і ввівши її в контролер МІЗ, можна на підставі реально вимірюваного підігрівання ΔT , вичислити коефіцієнт, виключивши при цьому усі стаціонарні погрішності.

Ввівши коефіцієнт Δ_0 в Flash пам'ять контролера КНП, можна розрахувати поточну теплову потужність Q , по якій далі робиться автоматичне коригування (визначення коефіцієнта посилення) для вимірюваного середнього значення нейтронного потоку при квазістаціонарному стані реактора.

На структурній схемі показані інтерфейсні зв'язки (RS485) між каналами (шафами), побудовані за принципом "з точки в точку", по яких передаються номери параметрів що вийшли за межі уставок для формування в кожному каналі (контролері КТП) аварійних команд по логіці "свій з будь-яким суміжним".

Кожен з каналів КНТП (І, ІІ, ІІІ) подає в старанну частину системи аварійного захисту по 4 дискретних команди, що відповідає чотирьом видам аварійного захисту, як вказано вище.

Інтеграція комплекту частини, що ініціює, АЗ здійснюється за допомогою кільцевого сегменту оптоволоконної мережі Ethernet, по якій циркулюють усі необхідні команди і дані для усіх споживачів інформації [8]:

- інформація від трьох шаф КНТП про спрацювання АЗ, стані апаратури і дані для розрахунків загальних параметрів;

- інформація для шаф серверів ШСР верхнеблочного рівня СВБУ енергоблоку, а також інформація про першопричину спрацьовування (СП) усіх видів захисту, про режими роботи регулятора потужності АРМ і суміжних систем і апаратури (ССА);
- інформація про поточні значення нейтронного потоку і тиску пари, в другому контурі для регулятора АРМ;
- інформація, необхідна для обміну з системою СКУД.

Дискретні аварійні команди трьох каналів КНТП, що згруповані по видах захистів і подаються в апаратуру мажоритарної обробки, що функціонує за логікою "2 з 3-х" (рис.1.2), утворюють два канали з вихідними командами А і В, які знеструмлюються при виникненні аварійних ситуацій. Канали будуються на послідовно сполучених однотипних оптоелектронних модулях "2/3" і мають тестові входи Т, на які можуть окремо подаватися тестові сигнали для перевірки функціонування модулів і ліній зв'язку під час роботи реактора. Тестові сигнали здійснюють шунтування входів, без розриву робочих ланцюгів.

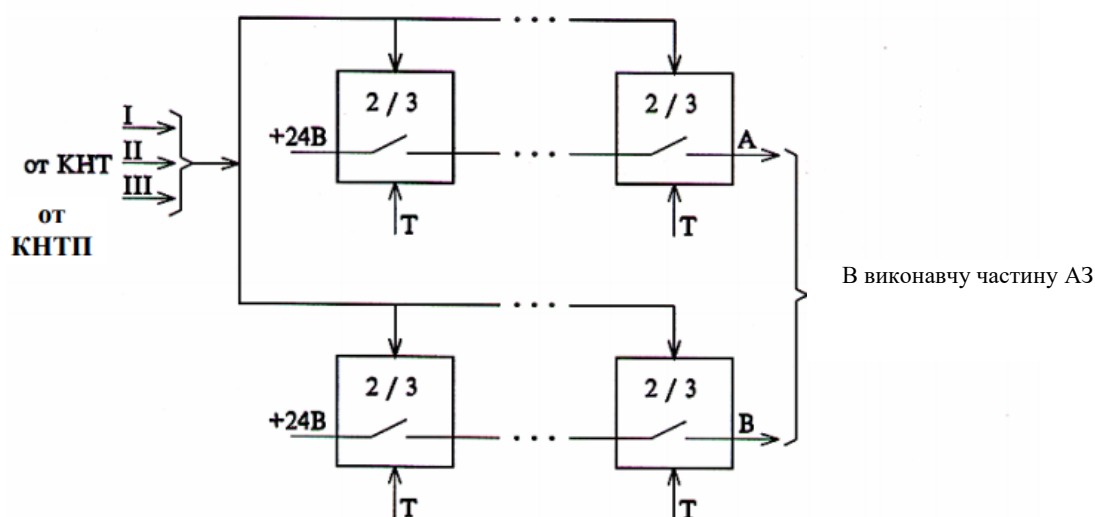


Рисунок 2.2 – Структура мажоритарної обробки сигналів аварійного захисту

Кількість послідовно сполучених блоків встановлюється: 4 – для АЗ1; 2 – для усіх видів ПЗ.

Після мажоритарної обробки команди АЗ поступають в старанні шафи, що сполучають дії двох комплектів АЗ.

Для формування попереджувальних захистів використовуються однотипні блоки (по два для усіх видів захисту), два реле Р1 і Р2, що містять.

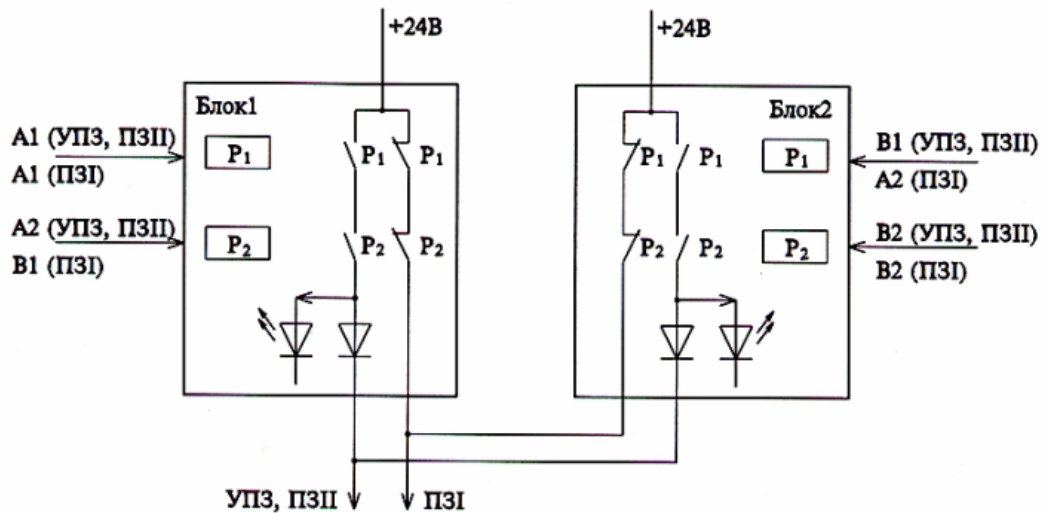


Рисунок 2.3 – Структурна схема підключення блоків попереднього захисту

Структура з'єднання блоків показана на рис. 2.3, де цифрою 1 позначені сигнали першого комплекту АЗ (А1, В1), цифрою 2 позначені сигнали другого комплекту (А2, В2).

Команда ПЗІ формується замкнутими контактами реле, оскільки ця команда повинна викликати рух робочої групи ОР шляхом подачі напруги.

Крайова силова частина аварійного захисту АЗ1 (рис. 2.4) здійснює переривання силового живлення електроприводів ОР.

Уніфіковані приводи ОР складаються з крокового електромагнітного двигуна (ЕД) типу ШЕМ-3, розробки ОКБ "Гідропрес" і пристрою тиристора силового управління електродвигунами (ПСОВІ - панель силового управління).

Пристрої ПСОВІ живляться від силової мережі змінного струму 220 В і мережі постійного струму ≈ 220 В для утримання ОР в підвішеному стані у разі короткочасного зникнення змінної напруги.

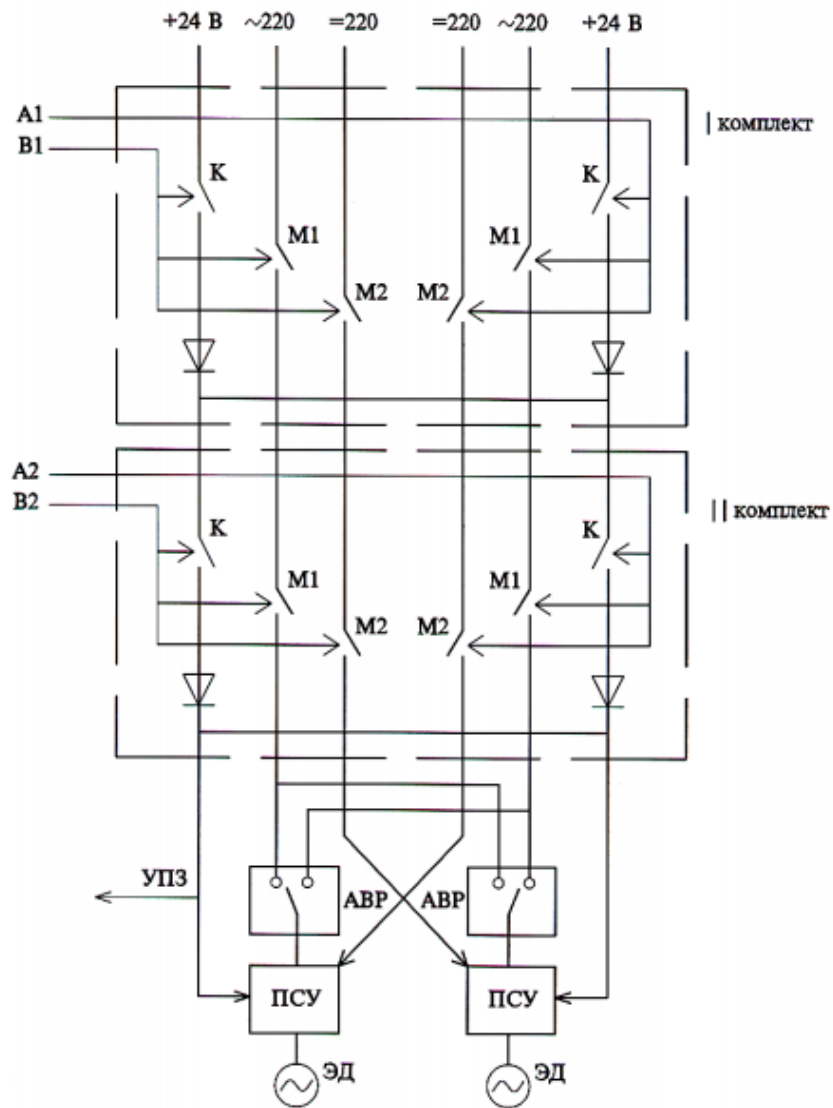


Рисунок 2.4 – Структурна схема силової частини А31

У ПСОВІ заводиться сигнал дозволу ($=24\text{ В}$) на "підпал" тиристорів, зняття якого призводить до знеструмлення двигунів і зняття "підхоплення" від постійної напруги.

На структурній схемі показані усі джерела живлення з розривними контактами в кожному комплекті А31 :

- М1 - контакти відключення змінного струму;
- М2 - контакти відключення постійного струму;
- До - контакти (оптронні) зняття команди "дозволи", що йдуть на певну групу ОР при спрацьовуванні УПЗ.

Усі контакти розриваються при вступі з апаратури мажорювання (див. рис. 2.2) кожного комплексу аварійних команд А і В.

Схемотехніка контакти До, управляються таким чином, що розривши і замикаючи основних контактів контакторів М1 і М2 відбувається за відсутності в їх ланцюзі струму.

Токопроводи змінного струму проходять через апаратуру автоматичного включення резерву АВР на випадок зникнення живлення змінного струму від одного з введень [12].

Увесь комплекс апаратури старанної частини аварійного захисту (см рис.2.2 - 2.4) допускає проведення періодичної автоматизованої перевірки (тестування) усіх каналів захисту, під час роботи реактора шляхом почергового завдання тестів Т в мажоритарні модулі (див. рис.2.2).

Для виконання цієї функції в приміщенні кожного комплексу захисту має бути встановлена шафа тестування з двома мікроконтролерами, один з яких забезпечує передачу тестів Т з прийомом сигналів "відгуку" з схем рис.2.3 і 2.4, а другий резервний контролер (на випадок несправності першого) з ручним перемиканням повинен працювати в телеметричному режимі.

Контролери цієї шафи забезпечують діагностику помилкового спрацьовування будь-якого каналу захисту і передачу інформації про стан каналів в мережу Ethernet і далі через сервери системи СУЗІ на БЩУ і інші системи АЕС [10].

Застосування мікроконтролерів і цифрових зв'язків в системі аварійного захисту дозволяє істотно скоротити об'єм устаткування і провідникові зв'язки в системі, що значно підвищує її надійність і, отже, безпека АЕС.

2.2 Особливості перехідного процесу в реакторній установці ВВЕР-1000 при спрацюванні прискореного попереджувального захисту

Система ППЗ застосовується на ВВЕР-1000 з метою запобігання спрацюванню АЗ для підвищення динамічної стійкості роботи енергоблоку та забезпечення зберігаючих режимів роботи елементів при непередбачених відключеннях важливого для безпеки обладнання шляхом швидкого зниження потужності реактора та турбогенератора. ППЗ проектний спрацює у наступних випадках: одночасне відключення двох головних циркуляційних насосів; закриття стопорних клапанів турбогенератора; відключення одного турбоживильного насосу; різке зниження потужності турбогенератора до рівня власних потреб, при цьому обладнання, що залишилося в роботі, дозволяє продовжити експлуатацію енергоблоку на зниженому рівні потужності [7].

Спрацювання ППЗ здійснюється шляхом скидання до активної зони спеціально обраної групи ОР СУЗІ. Номер самої групи може змінюватися в процесі узгодження відповідного паливного завантаження РУ виходячи з необхідної величини зниження потужності ($\sim 40 - 50$) % $N_{\text{ном}}$ від стану покладу активної зони конкретно для шкірного енергоблоку.

При падінні ОР до активної зони вводиться від'ємна реактивність i , як наслідок, знижується потужність реактора. У тієї ж години починають проявлятися від'ємні зворотні зв'язки після температур теплоносія та палива. Дія таких зв'язків призводить до часткового зростання нейтронної потужності одразу після падіння відповідної групи ОР СУЗІ, що є характерною ознакою для реакторів з від'ємними зворотними зв'язками [3].

Часткове зростання нейтронної потужності в часі, що спостерігається після її попереднього зниження при спрацюванні ППЗ, залежить, в основному, від наступних параметрів: ефективності групи ОР, що падає до АЗ при спрацюванні ППЗ; коефіцієнтів реактивності по температурі теплоносія та палива; часових постійних коефіцієнтів реактивності.

При значних глибинах вигорання палива абсолютні величини коефіцієнтів реактивності мають досить великі значення, що призводить в кінці паливної кампанії до більш різких часткових зростань нейтронної потужності, які можуть сягати значень до $20 \% N_{\text{ном}}$, а швидкість збільшення – до $(6 - 8) \% N_{\text{ном}} / \text{с}$, що відповідає періоду реактора $(6 - 10) \text{ с}$ у перші секунди зростання потужності. Такий перехідний процес відповідно до вимог нормативних документів [1], а також згідно з проектною документацією РУ ВВЕР-1000 [2] призводить до формування в апаратурі контролю нейтронного потоку (АКНП) [3] сигналу АЗ. У [4] проведено дослідження даного перехідного процесу з використанням тривимірного коду DYN3D, де показано, що процес зменшення періоду реактора нижче 10 с відбувається в підкритичному стані і є безпечним при загальному тренді зниження потужності реактора та температури палива, а отже, не потребує спрацювання АЗ. У той же час спрацювання АЗ на ядерних енергоблоках України з ВВЕР-1000 мало місце, у тому числі внаслідок малого (до $1,8 \text{ с}$), але проектного часу падіння ОР до активної зони. При цьому для вирішення проблеми можливі або збільшення часу падіння ОР (що „...суперечить принципам безпеки...”[4]), або реалізація зміни послідовності введення ОР до активної зони (що „...складно в реалізації...” [4]). У той же час при часі падіння ОР до активної зони, меншому від $1,5 \text{ с}$ (та залишаючись усе ще в проектних межах), унаслідок дії від’ємних зворотних зв’язків може мати місце зростання температури палива протягом декількох секунд, що потенційно може призвести до додаткових термічних напружень для матеріалів твелів. При цьому запропоноване в [4] вирішення проблеми шляхом закругіння часу розрахунку періоду (збільшення кроку дискретизації в алгоритмі АКНП (-И)), що фактично означає затримку у формуванні сигналу АЗ на величину $> 1,8 \text{ с}$ під час перебігу реактивнісної аварії (без внесення змін до проектної документації РУ), а також досить великі відхилення деяких розрахункових результатів, отриманих з кодом DYN3D, від експериментально виміряних величин під час перебігу режиму ППЗ

спонукали нас провести додаткове дослідження даного процесу.

2.2.1 Фізичні основи перехідного процесу в РУ

Рівняння, що описують динаміку реактора без урахування просторової залежності параметрів (точкова модель), мають такий вигляд:

$$\frac{dn(t)}{dt} = \frac{\rho(t) - \beta}{l} n(t) + \sum_i \lambda_i c_i(t) + q, \quad (2.2)$$

$$\frac{dc_i(t)}{dt} = \frac{\beta_i}{l} n(t) - \lambda_i c_i(t), \quad (2.3)$$

де $\rho(t)$ - реактивність (відхилення ефективного коефіцієнта розмноження нейтронів k від одиниці, віднесеного до k); $n(t)$ - густина (концентрація) нейтронів; $c_i(t)$ - густина (концентрація) ядер-попередників i -го сорту нейтронів, що запізнюються; β_i - частка нейтронів, що запізнюються від ядер-попередників i -го сорту $\beta = \sum_i \beta_i = 0,0064$; $i = 1, 6$; λ_i - постійна розпаду ядер-попередників i -го сорту; l - середній час генерації нейтронів, що варіюється від короткого ($\sim 10^{-8}$ с) у реакторах на швидких нейтронах, де основним є поділ на швидких нейтронах, до досить тривалого ($\sim 10^{-3}$ с) у реакторах на теплових нейтронах; q - джерело нейтронів, за розмірністю еквівалентне величині $\frac{dn}{dt}$; t - час [20].

Оскільки вважається, що просторовий розподіл густини нейтронів не залежить від часу, під $n(t)$ можна розуміти інтегральну чи усереднену по об'єму характеристику реактора, що є пропорційною густині нейтронів у будь-якій точці реактора для довільного моменту часу. Тоді терміни „потужність РУ” і „густина потоку нейтронів” за деяких умов можна використовувати як еквівалентні.

При вивченні динаміки реакторів зазвичай використовують шість різних груп випромінювачів нейтронів, що запізнюються, однак є експериментальні та теоретичні підстави вважати цю кількість груп більшою. Однак у рамках методу найменших квадратів було встановлено, що для оптимальної відповідності експериментальних та розрахункових даних необхідно й достатньо використовувати лише шість груп нейтронів, що запізнюються [5]. Саме тому в даній роботі використано шість постійних розпаду ядер-попередників та часток нейтронів, що запізнюються [18].

Розрахунки потужності реактора за заданими значеннями реактивності й навпаки (потрібно для аналізу перехідного процесу при спрацюванні ППЗ), в основі яких є система рівнянь для опису динаміки реактора, проводяться з використанням числових методів. З метою перевірки коректності їх застосування було виконано тестові розрахунки, які полягали в тому, що для заданих стрибкоподібних змін реактивності, наведених на рис. 2.5, було розраховано відповідні значення потужності як числовими методами, так і з аналітичних виразів [6], що є точним рішенням системи рівнянь (2.2) - (2.3).

При цьому числові значення, отримані двома різними способами (криві потужності зображено на рис. 2.5), мало відрізнялись, а їх максимальна відносна різниця становила до 0,001 % [10].

Саме аналітичний розв'язок рівнянь (2.2) і (2.3) у вигляді суми експонент можна застосовувати для розрахунку потужності РУ в тому випадку, коли перед зміною реактивності реактор перебуває в стаціонарному стані. Тобто для таких умов густина нейтронів, а також густина ядерпопередників нейтронів, що запізнюються, не змінювалися з часом. Крім того, для даного конкретного перехідного процесу реактивність має змінюватись стрибкоподібно, але для проміжку часу, коли відбувається розрахунок відносної густини нейтронів, реактивність має дорівнювати постійному значенню. У той же час, якщо реактивність з часом змінюється за лінійним або якимось іншим законом, аналітичний розв'язок не є дійсним, а

відповідні вирази, що описані в [7], належать до інших ситуацій та є досить складними, а їх використання не є раціональним.

Використовуючи ж методику, основану на числових методах [8], можна знаходити відносну густину нейтронів або потужність у різні моменти часу для відповідних змін реактивності. Для прикладу було розраховано зміну потужності при абсолютно довільній заданій зміні реактивності, а потім, з метою перевірки, і саму реактивність для відповідних моментів часу за розрахованими значеннями потужності (рис. 2.6 та 2.7).

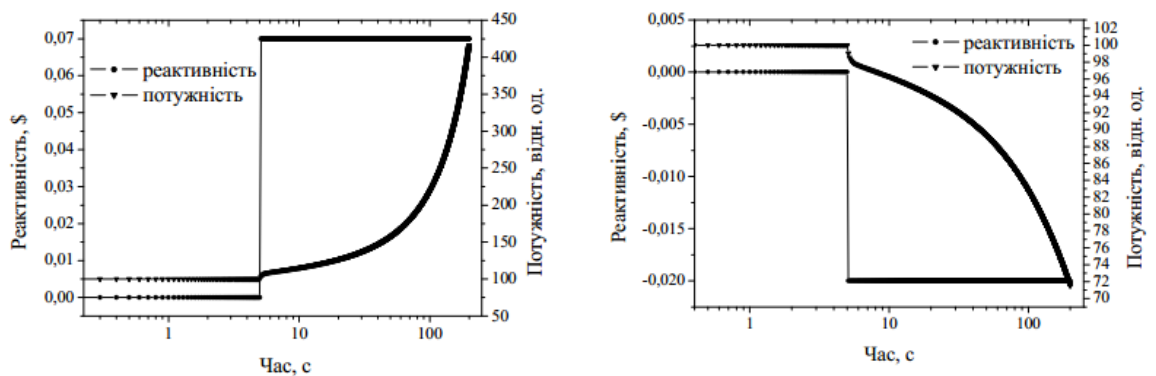


Рисунок 2.5 – Залежність реактивності для стрибкоподібної зміни (задані значення) та відповідної потужності від часу для перехідного процесу в РУ

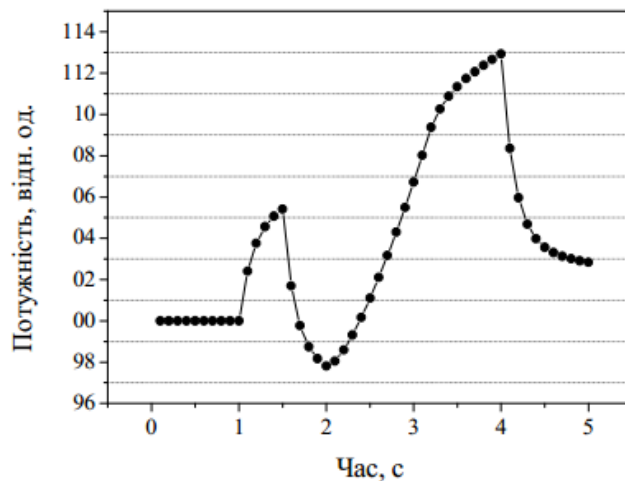


Рисунок 2.6 – Розрахункова залежність потужності РУ для довільно заданих значень реактивності

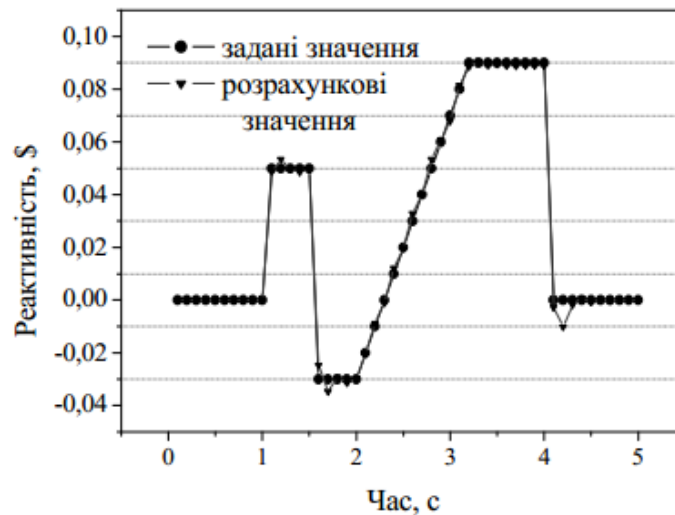


Рисунок 2.7 – Залежність довільно заданих і розрахункових значень реактивності, що відповідають значенням потужності на рис. 2.6.

2.2.2 Схема аналізу перехідних процесів, зумовлених спрацюванням ППЗ

Зміна потужності реактора при спрацюванні ППЗ є наслідком зміни реактивності РУ, при цьому сама величина реактивності зумовлена реактивністю, що вводиться при падінні групи ОР, а також реактивністю внаслідок дії зворотних зв'язків РУ за температурою теплоносія та палива. Таку залежність можна записати як:

$$\Delta\rho(t) = \Delta\rho_{\text{ппз}}(t) + \frac{\partial\rho}{\partial\Theta}\Delta\Theta(t) + \frac{\partial\rho}{\partial T}\Delta\bar{T}(t), \quad (2.4)$$

де $\Delta\rho_{\text{ппз}}(t)$ – реактивність, що вноситься при падінні ОР в момент часу t ;
 $\Delta\Theta(t)$ – зміна середньої температури теплоносія; $\frac{\partial\rho}{\partial\Theta}$ – коефіцієнт реактивності за температурою теплоносія; $\Delta\bar{T}(t)$ – зміна середньої температури палива; $\frac{\partial\rho}{\partial T}$ – коефіцієнт реактивності за температурою палива.

Температура палива визначається з рівняння теплового балансу для палива, що має вигляд:

$$\frac{d\bar{T}}{dt} V c \gamma = q_v V - q_s S, \quad (2.5)$$

де V , c , γ – об’єм, теплоємність та густина палива в РУ відповідно; q_v – густина об’ємного енерговиділення; q_s – густина теплового потоку на поверхні твелів; S – площа теплообміну твелів.

Температуру теплоносія можна визначати, використовуючи рівняння теплового балансу для теплоносія:

$$\frac{d\Theta}{dt} c_T M_T = q_s S - \gamma_T c_T G_T (\Theta_{\text{вих}} - \Theta_{\text{вх}}), \quad (2.6)$$

де c_T , γ_T – теплоємність і густина теплоносія відповідно; M_T – маса теплоносія в активній зоні; $\Theta_{\text{вих}}$, $\Theta_{\text{вх}}$ – температура теплоносія на виході та вході до активної зони відповідно; G_T – витрата теплоносія через активну зону реактора.

Таким чином, використовуючи вирази (2.4) – (2.6), можна знайти реактивність для різних моментів часу t протягом спрацювання ППЗ. Далі за отриманими значеннями на підставі раніше перевіреного методу, що розглянутий у попередньому параграфі та базується на системі рівнянь динаміки, можна розрахувати зміну потужності РУ з часом, а отже, і зміну періоду реактора. Саме таким чином нами здійснювалося моделювання параметрів безпеки РУ – реактивності та періоду, зміна в часі яких відповідає режиму ППЗ РУ ВВЕР-1000.

2.2.3 Результати розрахунків та їх аналіз

Розрахунки проводились із використанням граничних коефіцієнтів реактивності за температурою палива та теплоносія, характерних для початку та кінця паливної кампанії РУ ВВЕР-1000:

Коефіцієнти реактивності	Початок кампанії	Кінець кампанії
$\frac{\partial \rho}{\partial \theta}$	$3,0 \cdot 10^{-4}, ^\circ\text{C}^{-1}$	$6,8 \cdot 10^{-4}, ^\circ\text{C}^{-1}$
$\frac{\partial \rho}{\partial T}$	$2,7 \cdot 10^{-5}, ^\circ\text{C}^{-1}$	$3,1 \cdot 10^{-5}, ^\circ\text{C}^{-1}$

Крім того, змінювався час падіння групи ОР, що відповідав значенням 1,3, 2,6 та 3,9 с. Результати розрахунків потужності та періоду представлено на рис. 2.8 та 2.9.

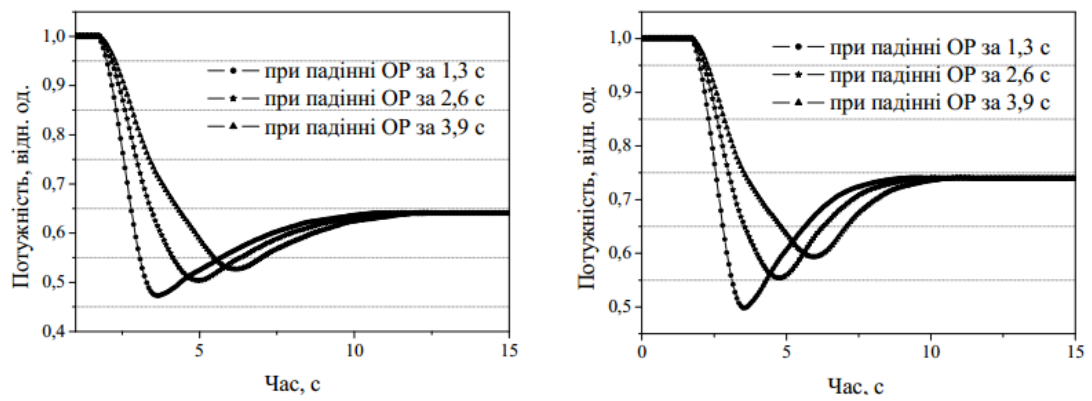


Рисунок 2.8 – Зміна потужності РУ ВВЕР-1000 в режимі ППЗ на початку та в кінці паливної кампанії.

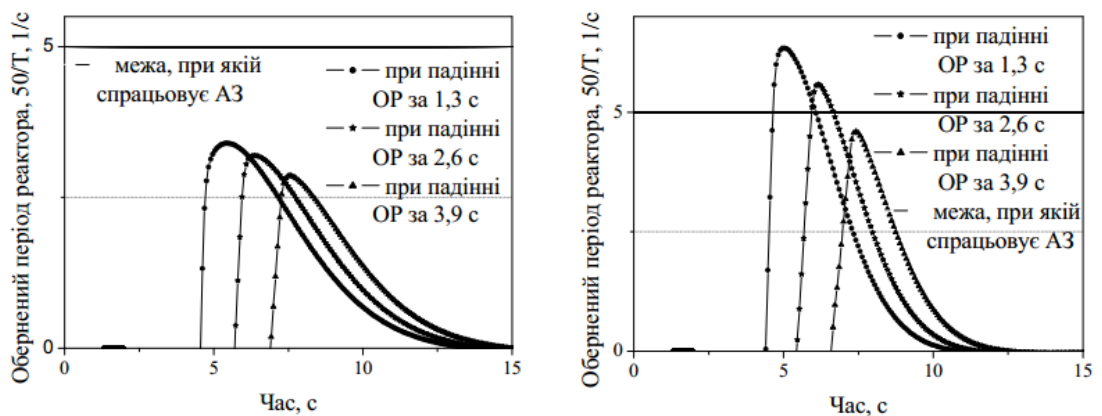


Рисунок 2.9 – Зміна періоду в режимі ППЗ на початку та в кінці паливної кампанії

З рис. 2.8 можна бачити, що в кінці паливної кампанії РУ, коли глибина вигорання палива є більшою, потужність РУ після початкового спаду

приблизно за той самий час зростає до більшого рівня, ніж на початку кампанії.

Унаслідок цього період реактора набуває значення, що становить величину, меншу за 10 с, і саме ця особливість призводить до спрацювання АЗ РУ ВВЕР-1000 за періодом реактора, навіть незважаючи на те, що після тимчасового зростання потужність стабілізується на новому безпечному рівні. Такі випадки мали місце на АЕС України, один з яких зафіксовано 22 вересня 2007 р. на 2-му енергоблоці Хмельницької АЕС, інший - на 2-му енергоблоці Запорізької АЕС 13 квітня 2008 р [11].

Виконані розрахунки також показують, що меншій швидкості падіння ОР до активної зони РУ ВВЕР-1000 відповідає більш повільне зростання потужності, унаслідок чого для деякого значення період реактора вже не буде меншим від заданої уставки по формуванню сигналу АЗ.

Якщо проаналізувати зміну реактивності (рис. 2.10), що відповідає зміні потужності РУ, показаної на рис. 2.5, то протягом усієї паливної кампанії реактивність залишається від'ємною. Крім того, її значення не перевищує нуля і для трьох різних проміжків часу, протягом яких відбувалося падіння ОР. Отже, саме цей факт ще раз свідчить про те, що реактор перебуває в цілком безпечному стані за нейтронно-фізичними параметрами, а тому відсутня необхідність у спрацюванні АЗ РУ.

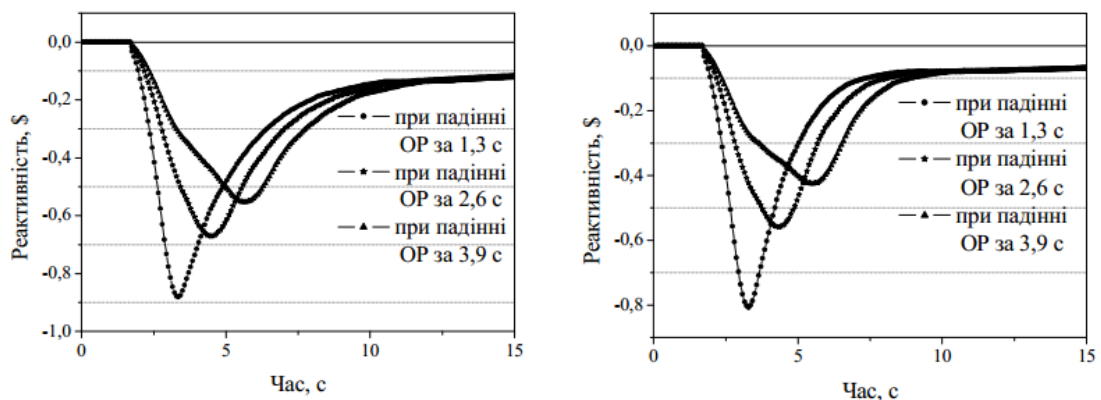


Рисунок 2.10 – Залежність реактивності від часу в режимі ППЗ для початку та кінця паливної кампанії

Активні зони ядерних енергетичних установок (ЯЕУ) (у тому числі ВВЕР-1000) мають великі геометричні розміри, для яких характерною є наявність декількох до деякої міри окремих крит мас/об'ємів. За деяких умов (особливо в підкритичному стані) такі критмаси, наприклад верхня та нижня частини активної зони, можуть поводитися „незалежно”, а тому інтегральні значення параметрів, важливих для безпеки реактора, особливо періоду, не можуть бути адекватними показниками безпеки реактора. Це пов'язано з тим, що для інтегрального періоду ЯЕУ може мати місце локальна критичність, унаслідок якої не виключене пошкодження активної зони. Для дослідження впливу зміни параметрів активної зони в режимі ППЗ на показання АКНП, детектори якої розташовано на рівні верхньої та нижньої половин активної зони, у

нашій розрахунковій моделі реактор було представлено як дві точки, що відповідають верхній та нижній половинам активної зони, пов'язаними за температурою теплоносія. Крім зв'язку за температурою теплоносія, існує зв'язок, пов'язаний з перетоками нейтронів між двома половинами, але метою роботи було змодельовати режим ППЗ тими наявними алгоритмами, що є максимально близькими до використаних у працюючих системах АКНП на блоці ВВЕР-1000. Такі системи є недосконалими внаслідок того, що просторові процеси в реакторі інтерпретуються за параметрами, що отримуються з точкової моделі (реактиметри та періодометри), а похибки таких вимірів пов'язують з просторовими ефектами. На сьогодні існують добре розвинені теоретичні моделі, визначення інтегральної реактивності в реакторі, що враховують просторові процеси. Однак для практичної реалізації таких моделей у наявних системах контролю відсутні необхідні технічні можливості для виконання значного обсягу розрахунків. Саме тому використовують більш прості методи врахування просторових ефектів, до яких як раз і належить метод підбору вагових коефіцієнтів внеску сигналу детекторів нейтронів (іонізаційних камер) до сигналу вимірювального каналу.

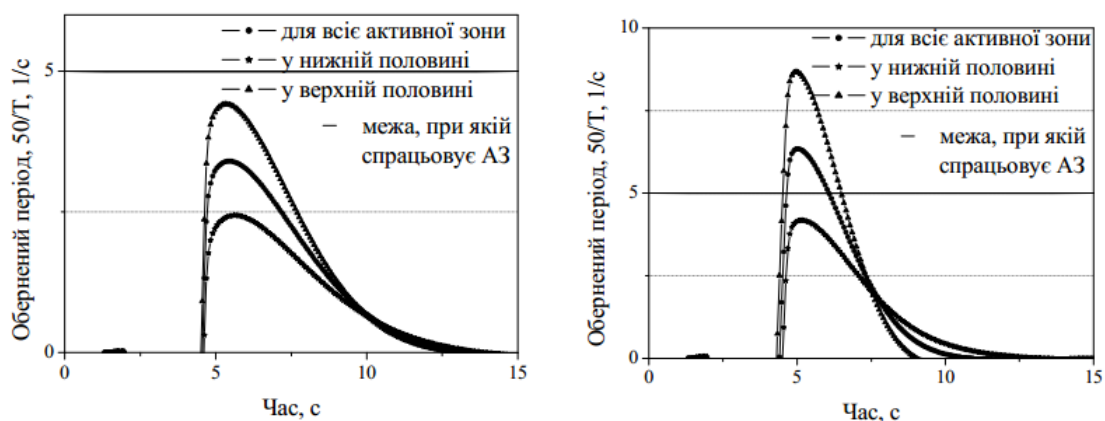


Рисунок 2.11 – Зміна періоду реактора в режимі ППЗ для початку та кінця паливної кампанії при введенні ОР до активної зони за час 1,3 с

Слід відзначити, що в стаціонарному стані роботи РУ перед спрацюванням ППЗ енерговиділення в активній зоні вважається симетричним по висоті. Після спрацювання ППЗ максимум поля енерговиділень зміщується до верхньої половини активної зони, а тому й період реактора для верхньої та нижньої половин активної зони буде різним (рис. 2.11). Такий перерозподіл потужності відбувається за рахунок більшого падіння температури теплоносія у верхній частині активної зони порівняно з нижньою, що й має враховуватися при виборі вагових коефіцієнтів внеску до сигналу вимірювального каналу АКНП від верхнього та нижнього нейтронних детекторів [3]. На рис. 2.8 – 2.10, однак, графічно показано лише інтегральні значення потужності, реактивності та періоду для всієї активної зони, а відповідні вагові коефіцієнти не бралися до уваги внаслідок використання точкової моделі активної зони. У той же час при врахуванні реальних значень вагових коефіцієнтів нейтронних детекторів у вимірювальному каналі АКНП виявлено їх значний вплив на визначення величини періоду реактора.

При цьому обґрунтовано є необхідність проведення додаткових досліджень щодо коректності визначення періоду реактора для перехідних процесів зі зміною профілю енерговиділення з висотою, а також вивчення питання мінімальної кількості нейтронних детекторів у вимірювальному

каналі АКНП для виключення явища „сліпоти” АКНП для деяких висотних профілів енерговиділення в активній зоні.

Також було розраховано зміну потужності при спрацюванні ППЗ для реальної ядерної установки, а саме для 2-го енергоблоку Хмельницької АЕС (ХАЕС). Отримані результати наведено на рис. 2.12, де також представлено й відповідні значення з АКНП 2-го енергоблоку ХАЕС.

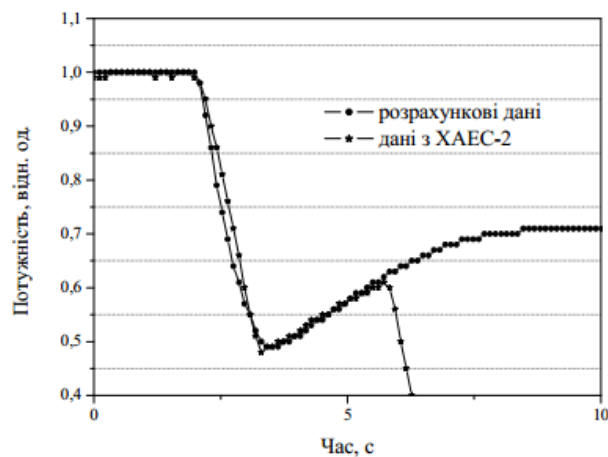


Рисунок 2.12 – Залежність від часу потужності 2-го енергоблоку ХАЕС у режимі ППЗ

Як можна бачити, крива розрахункових значень добре узгоджується з кривою реальних даних до моменту спрацювання АЗ на блоці (момент, після якого почалося різке зниження потужності) на відміну від аналогічних розрахунків в [4], що можна вважати гарним підтвердженням того, що застосована схема аналізу перехідних процесів в активній зоні є коректною, а виконані розрахунки основних характеристик (потужності, періоду та реактивності) для РУ ВВЕР-1000 відповідають дійсності. Крім того рис. 2.12 дозволяє підтвердити гіпотезу щодо недоцільності спрацювання АЗ РУ в даному випадку. І якби спрацювання АЗ не мало місця, то можна очікувати, що потужність енергоблоку змінювалася б відповідно до розрахункової кривої, яка дає підстави стверджувати, що РУ ВВЕР-1000 протягом перехідного процесу зі спрацюванням ППЗ перебуває в безпечному стані.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

Для дослідження перехідних процесів при спрацювання ППЗ для РУ ВВЕР-1000 застосовано точкову модель реактора з використанням шести груп нейтронів, що запізнюються. З метою перевірки коректності результатів, отриманих з системи рівнянь динаміки реактора, було виконано тестові розрахунки.

Використовуючи рівняння теплового балансу для палива, теплоносія та систему рівнянь динаміки реактора, було розраховано зміну основних параметрів РУ ВВЕР-1000 у часі, а саме таких, як реактивність, потужність та період реактора в режимі ППЗ.

Розраховано зміну потужності РУ при спрацюванні ППЗ для РУ ВВЕР-1000, що при порівнянні з даними 2-го енергоблоку ХАЕС підтверджує коректність зроблених припущень та надійність усіх проведених розрахунків.

Результати розрахунків параметрів, важливих для ядерної безпеки, показали, що в кінці паливної кампанії період реактора стає меншим за 10 с, що й призводить до спрацювання АЗ при ППЗ. У той же час на підставі розрахунків та з отриманих залежностей зміни реактивності та потужності під час та після спрацювання ППЗ РУ ВВЕР-1000 перебуває в підкритичному стані, тому сигнал на спрацювання АЗ по періоду реактора не є виправданим. У той же час значні та швидкі в часі зміни температури палива потребують проведення додаткових досліджень щодо безпеки палива в режимі ППЗ. Так, виконані раніше розрахунки [9] з використанням тривимірних нейтронно-фізичних кодів показують, що в режимі ППЗ температура палива в найбільш напружених місцях спочатку падає на декілька сотень градусів, а потім зростає максимально на ($\sim 80 - 100$ °C) за декілька секунд, що може бути причиною додаткових термічних напружень у паливній таблетці. При цьому в проектній документації на паливо відсутня інформація щодо припустимої швидкості та величини росту температури палива для проектних режимів роботи, до яких належить і режим ППЗ.

ВИСНОВКИ

В роботі проведено аналіз сучасного стану розвитку атомних електростанцій України та безпосередньо атомні електростанції з реактором типу ВВЕР-1000, показані технічні засоби, що використовуються в АСУ ТП АЕС, показано склад уніфікованого комплексу технічних засобів, проведено розрахунок настроювань регулятора температури, обрано оптимальне настроювання системи з одноємкісним регульованим об'єктом.

Результати проведеного розрахунку показали, що ПК ТРАП-КС дозволяє відтворювати зміну свідчень в АКНП із задовільною для інженерних розрахунків точністю.

У ході дослідження проблеми контролю періоду реактора в режимі ППЗ визначено, що тільки період реактора не може бути надійним та адекватним показником безпеки реактора. На енергетичних рівнях потужності, коли значну роль в РУ відіграють зворотні зв'язки, не може бути досягнуто прийняттого узгодження між реактивністю та асимптотичним значенням періоду реактора, і, як наслідок, лише період не може використовуватись як показник безпеки реактора при формуванні захистів та блокувань. Запропонований в підхід щодо закругіння часу розрахунку періоду (збільшення кроку дискретизації в алгоритмі АКНП (-И) до 4 с) для унеможливлення спрацювання АЗ не може вважатися повністю прийнятним, а потенційно може бути навіть небезпечним. Показниками безпеки реактора мають бути реактивність та швидкість її зміни, що в поєднанні з періодом реактора за логікою „і” можуть адекватно відображати стан РУ. Для реалізації такого підходу необхідно внести зміни до проектної документації лише в частині умов формування захистів та блокувань за періодом та реактивністю РУ ВВЕР-1000.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Борисенко В. І., Каденко І. М., Самойленко Д.В. Особливості перехідного процесу в реакторній установці ВВЕР-1000 при спрацюванні прискореного попереджувального захисту // Ядерна фізика та енергетика. - 2009. - Т. 10, № 2. - С. 157 - 164.
2. Ястребенецкий М. А., Васильченко В. М. и др. Безопасность атомных станций. Информационные и управляющие системы. Под ред. М.А. Ястребенецкого. К. :Техніка. 2004. 472 с.
3. Елисеев В. В., Ларгин В. А., Пивоваров Г. Ю. Программотехнические комплексы АСУ ТП. К: Издательско-полиграфический центр «Киевский университет», 2003. 429 с.
4. НП 306.5.02/3.035-2000. Норми и правила з ядерної та радіаційної безпеки. Вимоги з ядерної та радіаційної безпеки до інформаційних і керуючих систем, важливих для безпеки атомних станцій.
5. Борисенко В.І., Будик Д.В., Горанчук В.В. Застосування методів аналізу шумів у системах діагностики реакторів типу ВВЕР// Ядерна та радіаційна безпека. 2017. №1 (73). С. 48–53.
6. Горанчук В.В., Борисенко В.І. Визначення параметрів безпеки ВВЕР в системі внутрішньореакторної шумової діагностики // П'ята міжнародна науково-практична конференція «Безпека та ефективність атомної енергетики». Одеса, Україна. 5–9 вересня 2016. С. 25–32.
7. Звіт про виконання державної експертизи ядерної та радіаційної безпеки сповіщення № 03–56–10 про зміну № 1 до типового ТРБЕ РГ-Б.0.03.179–09. ДНТЦ, 2010.
8. Сапон М.М., Борисенко В.І. Визначення коефіцієнтів реактивності ВВЕР-1000 в програмному коді MCNP // XXIII щоріч. наук. конф. Ін-ту ядерних дослідж. НАН України: Тези доп. (1 - 5 лютого 2016 р.). - К., 2016. - С. 107.

9. Andersson T., Demazière C., Nagy A. Development and application of core diagnostics and monitoring for the Ringhals PWRS. Progress in Nuclear Energy. 2003. Volume 43, Issues 1–4. P. 35–41.
10. Anikin G.G., Gutsev D.F., Pavelko V.I. Physical interpretation of neutron-noise specimens of the VVER-1000 reactor // Atomic Energy. 1997. Vol. 82. No. 4. P. 271–277
11. AREVA NP, "U.S. EPR InCore Instrumentation System Report" ANP-10271NP, Revision 0, December, 2006. 49 p.
12. Czibok T., Dezso Z., Horvath Cs. A modernized and versatile startup reactivity measuring system installed at NPP Paks and its application for subcritical systems. Nuclear Engineering and Design. V.236. 2006. p. 2356–2364.
13. Demazière C. Core Diagnostics Using Noise Analysis: From Proof-Of-Principle to Industrial Demonstration. International Conference on Mathematics & Computational Methods Applied to Nuclear Science & Engineering. Korea, April 16–20, 2017
14. Demazière C., Pázsit I., Andersson T. Analysis of an MTC noise measurement performed in ringhals-2 using gamma-thermometers and in-core neutron detectors. Progress in Nuclear Energy. Volume 43, Issues 1–4, 2003.
15. Doulin V.A., Spriggs G.D. On the Rossi α Measurements of β_{eff} in Reflected Reactors. Atomnaja Energiya, v.82, n. 2. 1997. pp. 66–68
16. Gibbons J.D., Chakraborti S. Nonparametric Statistical Inference, Fourth Edition. Marcel Dekker. New York. 2014. P 680.
17. Haykin S. Neural networks and learning machines. Third Edition. McMaster University. - Hamilton, Ontario, Canada. - 2009. - P. 936.
18. Smith S. Digital Signal Processing: A Practical Guide for Engineers and Scientists. Newnes. 2002. 672 p
19. Jakes M. Monitoring and diagnostic system of NPP Temelin operational monitoring of primary circuit components. Regional Workshop IAEA. 28—31.01.2003, Udomlya.

20. Піонтковський Ю.Ф., Борисенко В.І. Вплив параметрів активної зони ВВЕР-1000 на формування сигналу ДПЗ // XXIII щоріч. наук. конф. Ін-ту ядерних дослідж. НАН України: Тези доп. (1 - 5 лютого 2016 р.). - К., 2016. - С. 104.