

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики
Кафедра атомної енергетики

«На правах рукопису»
УДК 621.039.4

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Валерій ТУЗ
“ ” _____ 2023 р.

Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра

за освітньо-науковою програмою Атомні електричні станції

зі спеціальності 143 Атомна енергетика

на тему: Розробка пасивної системи безпеки для відведення теплоти від активної зони реакторної установки ВВЕР-1000

Виконав (-ла): студент (-ка) II курсу, групи ТЯ-11 мн

Полупан Артем Олександрович

(прізвище ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник: К.т.н., доц. Філатов Володимир Іванович

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант:

з питань охорони праці к.т.н., доц. Сергій КАШТАНОВ

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2023 року

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

на тему :

*“ Розробка пасивної системи безпеки для відведення теплоти від
активної зони реакторної установки ВВЕР-1000”*

ТЯ-11мн.175.0004.229.МД

Виконав
студент II курсу
групи ТЯ- 11мн
Полупан А.О.

Київ – 2023 року

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики
Кафедра атомної енергетики

Реферативна доповідь

до магістерської дисертації

на тему:

***“Розробка пасивної системи безпеки для відведення теплоти від
активної зони реакторної установки ВВЕР-1000”***

ТЯ-11мн.175.0004.229.МД

Виконав
студент II курсу, групи ТЯ-11мн
_____ *Полупан А.О.*

Керівник
_____ *к.т.н., доц. Філатов В.І.*

Київ – 2023 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики
Кафедра атомної енергетики

Рівень вищої освіти другий(магістерський)

Спеціальність 143 Атомна енергетика

Освітньо-наукова програма Атомні електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Валерій ТУЗ

“ _____ ” _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Полупану Артему Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації Розробка пасивної системи безпеки для відведення теплоти від активної зони реакторної установки ВВЕР-1000

науковий керівник дисертації Філатов Володимир Іванович, к.т.н.

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «___» _____ 2023 р. № _____

2. Термін подання студентом дисертації "05" травня 2023 р.

3. Об'єкт дослідження _____

Процес відводу теплоти від активної зони РУ ВВЕР 1000 за допомогою системи пасивного відведення тепла

4. Предмет дослідження Оцінка впливу та ефективності впровадження СПВТ для АкЗ на підвищення безпеки експлуатації АЕС з РУ ВВЕР-1000

5. Перелік завдань, які потрібно розробити _____

1. Огляд та аналіз уже існуючих типів СПВТ від активної зони реактора;

2. Аналіз прикладів реалізації СПВТ від АкЗ на РУ різних типів;

3. Вибір оптимальної концепції та оцінка її ефективності, на основі проведеного аналізу;

4. Розробка проектних рішень щодо впровадження СПВТ від АкЗ з РУ ВВЕР 1000;

5. Розрахунково-аналітичне обґрунтування безпеки та надійності роботи СПВТ для АкЗ РУ ВВЕР-1000 за допомогою коду RiskSpectrum PSA (ver.1.1.4).

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. ТВЗ – А. Вид загальний – 1 аркуш

2. Принципові схеми СПВТ для активної зони реактора – 2 аркуші А1

3. Принципові схеми СПВТ АВВР II та АР 600/1000 – 1 аркуш А1

4. Реактор ВВЕР-1000 – 1 аркуш А1

5. Принципова схема основних систем SWR-1000 – 1 аркуш А1

6. Схема систем безпеки енергоблока В-392 – 1 аркуш А1

7. Розробка проектних рішень для реалізації СПВТ на РУ ВВЕР-1000 – 2 аркуші А1

7. Орієнтовний перелік публікацій 1. Розробка пасивної системи безпеки для відведення теплоти від АкЗ РУ ВВЕР-1000

8. Консультанти розділів дисертації:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
з питань охорони праці	к.т.н., доц. Каширанов С.Ф.		

9. Дата видачі завдання " 13 " березня 2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Обрання теми магістерської дисертації	13.10.2022	
2	Постановка задач дослідження	30.11.2022	
3	Розробка технічного завдання на виконання магістерської дисертації	27.03.2022	
4	Розробка креслення «ТВЗ-А»	12.05.2022	
5	Розробка розділу «Розробка попередньої концепції СПВТ ВВЕР-1000/В320»	15.12.2022	
6	Розробка розділу «Розрахунок надійності системи пасивного відведення тепла»	25.02.2023	
7	Розробка графічного матеріалу	01.03.2023	
8	Оформлення щоденника з практики	06.03.2023	
9	Оформлення графічного матеріалу	30.03.2023	
10	Оформлення пояснювальної записки	15.04.2023	
15	Підпис керівника магістерської дисертації	05.05.2023	
16	Проходження нормоконтролю	08.05-12.05.2023	
17	Попередній захист	15.05-19.05.2023	
18	Державний захист магістерської дисертації	22.05-28.05.2023	

Студент

_____ Артем Полупан
(підпис) (ім'я та ПРІЗВИЩЕ)

Науковий керівник дисертації

_____ Володимир
Філатов
(підпис) (ім'я та ПРІЗВИЩЕ)

РЕФЕРАТ

МД: с. 71, табл. 6, джерел 23.

Об'єкт дослідження – процес відводу теплоти від активної зони РУ ВВЕР-1000 за допомогою пасивних систем безпеки.

Предмет дослідження – оцінка впливу та ефективності впровадження системи пасивного відводу тепла від активної зони на підвищення безпеки експлуатації АЕС з РУ ВВЕР-1000.

Мета роботи – дослідити можливості підвищення безпеки експлуатації АЕС з РУ ВВЕР-1000, зокрема в умовах повного знеструмлення енергоблоку за рахунок впровадження системи пасивного відводу теплоти від активної зони. Зменшення вірогідності аварій з пошкодженням активної зони реактора ВВЕР-1000 за рахунок розробки і впровадження системи пасивного відводу теплоти від активної зони реактора, на основі уже існуючих СПВТ впроваджених на реакторах нових поколінь.

Основна ідея роботи полягає у створенні пасивної системи безпеки для відведення тепла від активної зони РУ ВВЕР 1000, зокрема, в умовах повного знеструмлення енергоблоку, виборі оптимальної концепції та оцінці її ефективності, на основі проведеного аналізу, розробці проектних рішень щодо впровадження СПВТ від АкЗ з РУ ВВЕР-1000 та розрахунково-аналітичному обґрунтуванні безпеки та надійності роботи СПВТ для АкЗ РУ ВВЕР-1000.

Ключові слова: АЕС, СПВТ, АКТИВНА ЗОНА, БЕЗПЕКА АЕС, ВВЕР-1000.

ABSTRACT

MD: p. 71, tab. 6, sources 23.

The object of research is the process of removing heat from the active zone of the VVER-1000 power plant using passive safety systems.

The subject of the study is an assessment of the impact and effectiveness of the implementation of the passive heat removal system from the active zone on increasing the operational safety of the nuclear power plant with the VVER-1000 control unit.

The purpose of the work is to investigate the possibilities of increasing the safety of operation of the nuclear power plant with the VVER-1000 RU, in particular, in the conditions of complete de-energization of the power unit due to the introduction of a system of passive heat removal from the active zone. Reducing the probability of accidents with damage to the active zone of the VVER-1000 reactor due to the development and implementation of a system of passive heat removal from the active zone of the reactor, based on already existing SPVT implemented on reactors of new generations.

The main idea of the work is to create a passive safety system for removing heat from the active zone of the VVER 1000 RU, in particular, in the conditions of a complete shutdown of the power unit, choosing the optimal concept and evaluating its effectiveness, based on the conducted analysis, developing design solutions for the implementation of SPVT from AkZ to the RU VVER-1000 and calculation and analytical substantiation of safety and reliability of SPVT operation for AkZ RU VVER-1000.

Keyword: NPP, PHRS, ACTIVE ZONE, NPP SAFETY, VVER-1000.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ТЕРМІНІВ І СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТИПИ СИСТЕМ ВІДВОДУ ТЕПЛА ВІД АКТИВНОЇ ЗОНИ РЕАКТОРА.....	10
1.1 Активна зона реактора.....	10
1.2 Пасивні системи безпеки, класифікація систем пасивного відводу тепла від активної зони.....	12
1.2.1 Баки з водою під тиском для охолодження активної зони (гідроємності).....	15
1.2.2 Закриті ємності для підживлення першого контуру з подачею води під дією природної конвекції.....	15
1.2.3 Відкриті баки для підживлення першого контуру з гравітаційним зливом води.....	16
1.2.4 Система пасивного охолодження першого контуру через другий.....	17
1.2.5 Система пасивного охолодження першого контуру в теплообмінник.....	17
1.2.6 Бак (прямок) із природною циркуляцією.....	18
1.3 Узагальнення результатів виконаного аналізу типівіснуючих СПВТ.....	19
2. ПРИКЛАДИ РЕАЛІЗАЦІЇ СИСТЕМ ПАСИВНОГО ОХОЛОДЖЕННЯ РЕАКТОРНИХ УСТАНОВОК РІЗНИХ ТИПІВ.....	21
2.1 ABWR II.....	21
2.2 AP-600/AP-1000.....	21
2.3 ESBWR.....	23
2.4 EPR.....	24
2.5 SCWR-CANDU.....	26
2.6 SWR 1000 (KERENA).....	27
2.7 ВВЕР-640/В-407.....	28

2.8 ВВЕР 1000/В 392.....	29
2.9 ВВЕР 1200/В 491.....	31
2.10 Висновки за результатами проведеного аналізу.....	33
3. РОЗРОБКА ПОПЕРЕДНЬОЇ КОНЦЕПЦІЇ СПВТ ВВЕР 1000/В320.....	34
3.1 Вибір типу охолодження теплообмінників відведення тепла до кінцевого поглинача.....	34
3.2 Вибір місця для встановлення баків.....	35
3.3 Визначення можливих місць підключення СПВТ до систем енергоблоку.....	35
3.4 Визначення підходів до роботи системи пасивного відводу тепла від активної зони реактора.....	38
3.5 Аналіз отриманих результатів.....	39
4. РОЗРАХУНОК НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ ПАСИВНОГО ВІДВЕДЕННЯ ТЕПЛА.....	42
4.1 Розрахунок показників надійності компонентів СПВТ.....	42
4.2 Відмови з загальних причин.....	42
4.3 Аналіз надійності персоналу	42
4.4 Побудова Дерева відмов системи пасивного відведення тепла.....	44
4.5 Кількісна оцінка Дерева відмов Системи Пасивного Відведення Тепла	44
4.5.1 Домінантні мінімальні перетини	44
4.5.2 Аналіз значимості.....	46
4.5.3 Аналіз чутливості.....	49
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	52
5.1 Технічні рішення та організаційні заходи із радіаційної безпеки на АЕС..	53
5.2 Електробезпека на АЕС.....	57
5.3 Безпека на АЕС в надзвичайних ситуаціях.....	59
5.3.1 Технічні рішення та організаційні заходи щодо організації.....	60
5.3.2 Обов'язки та дії персоналу при НС	62

5.3.3 Вимоги щодо правил поведінки персоналу та дій населення при аваріях на АЕС	63
5.3.4 Пожежна безпека	64
5.3.5 Організаційні заходи щодо забезпечення пожежної безпеки.....	65
5.3.6 Основні вимоги пожежної безпеки до реакторного відділення	66
ВИСНОВКИ.....	67
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ-ПОСИЛАНЬ.....	68
ДОДАТОК А.....	72
ДОДАТОК Б.....	77
ДОДАТОК В.....	84
ДОДАТОК Г.....	89

ПЕРЕЛІК ТЕРМІНІВ І СКОРОЧЕНЬ

АЕС	—	атомна електрична станція
АкЗ	—	активна зона
ВВЕР	—	водо-водяний енергетичний реактор
ВП	—	вихідна подія
ГО	—	гермооболонка
ГЦН	—	головний циркуляційний насос
ГЦТ	—	головний циркуляційний трубопровід
ГЄ	—	гідроємності
ДВ	—	дерево відмов
ЗЕВ	—	Зовнішні екстремальні впливи
ЗО	—	захисна оболонка
ККД	—	коефіцієнт корисної дії
КТ	—	Конденсатор тиску
ПГ	—	Парогенератор
РВ	—	Реакторне відділення
СБ	—	Система безпеки
СПВТ	—	система пасивного відводу тепла
СПВТ АкЗ	—	система пасивного відводу теплоти від активної зони
ТВЕЛ	—	тепловиділяючий елемент
ТВЗ	—	тепловиділяюча збірка
ТН	—	теплоносій
ВЯП	—	відпрацьоване ядерне паливо

ВСТУП

Відведення теплоти від активної зони реакторної установки є однією з найважливіших задач в процесі її експлуатації. Забезпечення ефективного відведення тепла від активної зони може забезпечити стабільну та безпечну роботу реактора, а недостатня ефективність такої системи може призвести до небезпечних ситуацій, таких як перегрів та розплавлення палива.

Одним з можливих рішень для вирішення цієї проблеми є розробка пасивної системи для відведення теплоти. Така система може бути ефективнішою та надійнішою, оскільки вона не потребує залучення додаткової енергії для своєї роботи, і може працювати автономно при відсутності зовнішнього джерела живлення.

Метою даної дипломної роботи є розробка пасивної системи для відведення теплоти від активної зони реакторної установки ввєрх, що дозволить забезпечити безпечну та ефективну роботу реактора в умовах збільшення енергетичних потужностей до 1000 МВт. Для досягнення цієї мети буде проведено аналіз існуючих систем відведення тепла та розроблено концептуальне проектування пасивної системи відведення теплоти. Крім того, буде проведено технічну та функціональну оцінку розробленої системи, а також розроблено рекомендації щодо її практичної реалізації.

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТИПИ СИСТЕМ ВІДВОДУ ТЕПЛА ВІД АКТИВНОЇ ЗОНИ РЕАКТОРА

1.1 Активна зона реактора

Ядерний (атомний) реактор є пристроєм для здійснення керованої ланцюгової реакції ділення[1]. Основною частиною ядерного реактора є активна зона, в якій відбуваються формування енергетичного спектру нейтронів, поділ ядер палива й перетворення ядерної енергії в теплову для подальшого використання. Активна зона, що має зазвичай форму циліндра об'ємом від часток літра до багатьох кубометрів, містить речовину, що ділиться (ядерне паливо) у кількості, що перевищує критичну масу. Ядерне паливо (уран, плутоній) розміщується, як правило, усередині тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ).

Тепловиділяючі елементи - це ключові компоненти реактора ядерної енергетики, які відповідають за перетворення енергії, що вільно віддається ядерним реакціям, у тепло, яке потім використовується для виробництва електроенергії.

Тепловиділяючі елементи складаються з тонкостінних циліндричних трубок, в яких знаходиться паливо, що містить ядерний матеріал (зазвичай, це уран або плутоній). При відбуванні ядерної реакції у паливі вільно віддається енергія, яка передається до теплоносія, що протікає поруч з тепловиділяючим елементом. Теплоносій (зазвичай, вода або гелій) нагрівається і потім використовується для виробництва пари, яка потім рухає турбіни, генеруючи електричну енергію.

Тепловиділяючі елементи повинні мати високу ефективність тепловиділення, щоб забезпечити ефективну роботу реактора, а також повинні бути достатньо міцними, щоб уникнути можливого руйнування під впливом радіації та механічних напруг. Для забезпечення безпеки реактора,

тепловиділяючі елементи повинні бути добре охолоджені, щоб уникнути перегрівання палива, що може призвести до аварійної ситуації.

Основні характеристики тепловиділяючих елементів можуть варіюватися залежно від їх конструкції та матеріалу:

- розмір тепловиділяючого елемента: зазвичай розмір елемента залежить від типу реактора та потужності, яку він має генерувати;
- матеріал: тепловиділяючі елементи можуть бути виготовлені з різних матеріалів, таких як збіднені уран, плутоній, молібден та інші;
- ефективність: визначається відношенням виробленої енергії до кількості палива, витраченого на її виробництво;
- температура: тепловиділяючі елементи працюють при високих температурах, що може впливати на їх ефективність та тривалість роботи;
- довговічність: тепловиділяючі елементи повинні бути досить міцними та стійкими до корозії та інших факторів, що можуть впливати на їх тривалість роботи;
- віддача тепла: тепловиділяючі елементи повинні бути ефективними в віддачі тепла, щоб забезпечити ефективну роботу охолоджуючої системи реактора.

Ці характеристики мають велике значення для розробки та виготовлення тепловиділяючих елементів, оскільки вони впливають на ефективність та безпеку роботи ядерного реактора.

Активна зона здебільшого є сукупність ТВЕЛів занурених у сповільнююче середовище (сповільнювач) – речовина, рахунок пружних зіткнень з атомами якого енергія нейтронів, що викликають і супроводжують поділ, знижується до енергій теплової рівноваги з середовищем. Такі "теплові" нейтрони мають підвищену здатність викликати поділ. Як сповільнювач зазвичай використовується вода (у тому числі і важка, D₂O) і графіт. Активну зону реактора оточує відбивач із матеріалів, здатних добре розсіювати нейтрони. Цей шар повертає нейтрони, що вилітають з активної зони, назад в

цю зону, підвищуючи швидкість протікання ланцюгової реакції і знижуючи критичну масу. Навколо відбивача розміщують радіаційний біологічний захист з бетону та інших матеріалів зниження випромінювання поза реактора до допустимого рівня.

В активній зоні в результаті розподілу звільняється у вигляді тепла велика кількість енергії. Вона виводиться з активної зони за допомогою газу, води або іншої речовини (теплоносія), яка постійно прокачується через активну зону, омиваючи ТВЕЛ. Це тепло може бути використане для створення гарячої пари, що обертає турбіну електростанції.

Для керування швидкістю протікання ланцюгової реакції розподілу застосовують регулюючі стрижні з матеріалів, що сильно поглинають нейтрони. Введення в активну зону знижує швидкість ланцюгової реакції і за необхідності повністю зупиняє її, як і раніше, що маса ядерного палива перевищує критичну. У міру вилучення регулюючих стрижнів з активної зони поглинання нейтронів зменшується, і ланцюгова реакція може бути доведена до самопідтримуючої стадії.

1.2 Пасивні системи безпеки, класифікація систем пасивного відводу тепла від активної зони

В наш час проекти реакторів умовно поділяються на чотири покоління, останнє з яких існує на стадії концептуальних рішень. Результатом роботи над підвищенням безпеки нових енергоблоків АЕС є проекти реакторів покоління III та III+. Одні із загальновизнаних та найпоширеніших енергоблоків цього покоління - це реактори типу ВВЕР, EPR та AP-1000.

Реактори III (III+) покоління у порівнянні з попередніми характеризуються наявністю елементів пасивної безпеки. При виникненні порушень та аварій, що вимагають роботи систем безпеки, механізми пасивних СБ не вимагають активного втручання персоналу, їхня дія заснована на фізичних принципах гравітації, природної конвекції та достатньої

термостійкості обладнання.

Використання пасивних систем одна із основних напрямів розвитку проектування майбутніх поколінь АЕС. Для забезпечення повного відведення тепла пасивні системи повинні бути в змозі виконати свої функції незалежно від зовнішніх джерел електроенергії. Тому пасивні системи безпеки працюють в основному завдяки таким явищам як сила тяжіння, природна конвекція, тиск, температура тощо і дозволяють позбутися обладнання, яке може вийти з ладу. Завдяки цьому зникає необхідність в насосах, вентиляторах, дизель-генераторах та інших механізмах з обертовими деталями. Лише декілька простих клапанів керують системами пасивної безпеки, коли вони спрацьовують автоматично. У більшості випадків це клапани, які потребують електроживлення, щоб підтримувати свій нормальний стан «закритим». Через збій живлення клапани відкриваються, що активує відповідну систему безпеки.

Прикладом використання таких систем можуть бути американські проекти: AP-600, AP-1000 (для реакторів під тиском PWR). У німецькому реакторі ESBWR пасивне охолодження здатне забезпечити тепловідведення на тривалий час (72 год і більше) без необхідності використання активних систем або дій оператора. Функціонування СБ має спиратися на природні фізичні процеси, які потребують джерел енергії та втручання оператора.

При аналізі існуючих концепцій систем пасивного відведення залишкових тепловиділень ядерних реакторів можна виявити різноманітність схемних і конструкційних рішень, кожна окремо взята система має свої переваги і недоліки [3].

Класифікація системи, що містить один або кілька пасивних елементів, вперше була розглянута та проаналізована у 1991 р. у документі МАГАТЕ "IAEA-TECDOC-626" [3], який на той період використовувався при розробці пасивних систем удосконалених реакторів. Відповідно до цього документу існують чотири категорії пасивних систем (A, B, C, D), що характеризують так звану "ступінь пасивності" ("degree of passivity"). Ці категорії (Таблиця 1) були

рекомендовані для якісної оцінки та загальної класифікації будь-якої системи, що складається з пасивних елементів або використовує незначну кількість активних елементів для запуску пов'язаних з нею пасивних систем.

Таблиця 1 - Категорії пасивних систем з IAEA-TECDOC-626

Признаки	Категорія			
	A	B	C	D
Вхідний керуючий сигнал	-	-	-	+
Зовнішній енергоносіє	-	-	-	+
Механічні частини, що рухаються	-	-	+	+
Робочі рідини, що рухаються	-	+	+	+

Основний нормативний документ України НП 306.2.141 2008 “Загальні положення безпеки атомних станцій” [5] для розподілу пасивних систем передбачає лише одну класифікаційну ознаку – конструкційну. Відповідно до цієї ознаки всі пасивні системи поділяються на дві категорії: пасивні системи з механічними частинами, що рухаються, і пасивні системи без механічних рухомих частин [3].

У документі [4] компонент або система називаються пасивними, коли виконуються наступні вимоги:

- наявність сигналу або параметричні зміни для ініціювання дій;
- необхідність різниці потенціалів, тобто. рушійної сили для зміни первісного стану;
- необхідність засобів або механізмів для продовження роботи у новому стані.

Загалом, різні проекти РУ використовують відмінні один від одного системи пасивного відведення тепла від активної зони Документом IAEA-TECDOC-1624 [2] пропонуються наступна класифікація СПВТ від АкЗ.:

- баки з водою під тиском для охолодження активної зони (гідроємності);
- закриті баки для підживлення першого контуру зі зливом води під дією природної конвекції (різниці густин);

- відкриття баки для підживлення першого контуру з гравітаційним зливом води;
- системи пасивного охолодження першого контуру через другий;
- системи пасивного охолодження першого контуру в теплообміннику (з однофазним або двофазним переходом теплоносія);
- прямки із природною циркуляцією.

1.2.1 Баки з водою під тиском для охолодження активної зони (гідроємності)

Баки з водою під тиском для охолодження та заповнення активної зони теплоносієм або гідроємності (ГЄ) використовуються на існуючих АЕС та є частиною систем аварійного охолодження активної зони. Зазвичай вони складаються з великих резервуарів частково заповнених холодною борованою водою, а об'єм, що залишився, заповнений азотом під тиском або іншим інертним газом. Як показано в (додатку А рис. А.1) вміст резервуару ізолювано від першого контуру серією зворотних або відсічних клапанів, які зазвичай закриваються за рахунок перепаду тиску між першим контуром і газом в резервуарі. У разі аварії із втратою теплоносія (LOCA) тиск у системі охолодження активної зони знижується нижче тиску газу, що заповнює ГЄ. Це призводить до відкриття зворотних клапанів та подачі борованої води в АкЗ. Система відноситься до категорії С за ступенем пасивності, та передбачена проектом ВВЕР-1000 [2].

1.2.2 Закриті ємності для підживлення першого контуру з подачею води під дією природної конвекції (різниці щільностей)

Контури природної циркуляції є ефективним засобом забезпечення охолодження активної зони У деяких удосконалених конструкціях РУ використовуються встановлені на верхніх відмітках гермооб'єму (ГО) баки (гідроємності), з'єднані з корпусом реактора або першим контуром у верхній

та нижній частині ГЄ, як показано в (додатку А рис. А.2). Такі ємності іноді називають ГЄ другого ступеня. Ємності заповнені борованою водою для забезпечення упорскування теплоносія під тиском у системі. ГЄ зазвичай ізольовані від корпусу реактора запірним клапаном, розташованим на лінії подачі теплоносія, що відходить від дна гідроємностей. ГЄ завжди під тиском системи охолодження АкЗ через верхню сполучну лінію. У разі аварії нижній запірний клапан відкривається, щоб замкнути контур природної циркуляції та дозволити холодній воді, що борується, текти в активну зону. Для зменшення кількості трубопроводів, що з'єднуються з корпусом високого тиску реактора, напірний (нижній) трубопровід резервуара живлення активної зони збігається з лінією подачі аварійного теплоносія. У деяких випадках дана система може впливати на витрату ГЄ під тиском. Крім того, зокрема, коли лінія подачі охолоджуючої води з'єднана з холодною або гарячою ниткою циркуляційного трубопроводу (тобто без прямої подачі в реактор) необхідно перевірити напрямок руху рідини в скидній лінії, так як існує ймовірність того, що рідина від ГЄ другого ступеня використовується для охолодження парогенератора. Система належить до категорії D за рівнем пасивності [2].

Ця система впроваджена на деяких нових поколіннях ВВЕР. На ВВЕР-1000 не використовується через складність установки ГЄ на верхніх позначках гермооб'єму працюючих енергоблоків, проблематичність доставки великих судин у ГО, відносної дороговизни виготовлення корпусів ГЄ, які повинні витримувати тиск першого контуру, аналогічно корпусу реактора, а також неможливості забезпечувати тепловідведення протягом тривалого часу.

1.2.3 Відкриті баки для підживлення першого контуру з гравітаційним зливом води

В умовах низького тиску можна використовувати підняті резервуари, заповнені холодною борованою водою, для підживлення АкЗ під дією сили тяжіння. У деяких конструкціях об'єм води у баку досить великий, щоб

заповнити всю порожнину реактора. Як показано в (додатку А рис. А.3) для роботи системи необхідно, щоб запірний клапан був відкритий, а напір рідини перевищував тиск в системі з урахуванням подолання тиску відкриття зворотних клапанів на лінії. Продуктивність бака з самопливним дренажем може бути обмежена через утворення пари в області активної зони та створення протитиску. Система належить до категорії D за рівнем пасивності [2].

Використання цієї системи недоцільно на ВВЕР-1000, так як відкриті баки можуть бути використані для охолодження активної зони для обмеженого переліку вихідних подій (ВП), що належать до зупинки реакторної установки. Для стану навантаження палива для ВВЕР-1000 існує подібна стратегія з охолодженням АкЗ шляхом переливу води з басейну витримки (БВ) відпрацьованого ядерного палива (ВЯП) [1] в активну зону відкритого реактора.

1.2.4 Система пасивного охолодження першого контуру через другий

Деякі удосконалені конструкції PWR включають систему пасивного відведення залишкового тепла через парогенератори. Процес здійснюється шляхом конденсації пари з парогенератора всередині теплообмінника, що надходить, зануреного в резервуар з водою або в систему з повітряним охолодженням, як показано в (додатку А рис. А.4 та рис. А.5) відповідно. Система належить до категорії D за рівнем пасивності [2].

Ця система впроваджена в проектах нових РУ ВВЕР. Доцільно розглянути можливість застосування СПВТ такого типу для ВВЕР-1000.

1.2.5 Система пасивного охолодження першого контуру в теплообміннику (з однофазним або двофазним переходом теплоносія)

Теплообмінники СПВТ включені у кілька вдосконалених конструкцій PWR. Їхня основна функція полягає у забезпеченні тривалого відведення залишкових енерговиділень шляхом передачі тепла з використанням однофазного контуру природної циркуляції рідини, як показано в (додатку А рис. А.6). Контур теплообмінника СПВТ зазвичай перебуває під тиском, та готовий до роботи. Однофазний потік рідини приводиться в дію шляхом відкриття клапана відсікання в нижній частині теплообмінника СПВТ. Конструкція СПВТ оптимізована для забезпечення однофазності теплоносія та використання в умовах повного знеструмлення. Загалом це усуває необхідність процедури «скидання-підживлення» за першим контуром. Система належить до категорії D за рівнем пасивності [2].

Пасивні конденсатори охолодження активної зони призначені для забезпечення охолодження АкЗ реактора з киплячою водою (BWR) після відсікання від штатного поглинача тепла (турбіни/конденсатора). Як показано в (додатку А рис. А.7) під час роботи на потужності реактор зазвичай ізолюваний від теплообмінника конденсатора закритими клапанами. У разі, коли тепловідведення від активної зони штатними засобами втрачено клапани, розташовані в лініях конденсатора, відкриваються і основна пара відводиться в теплообмінник, де він конденсується у вертикальних трубопроводах. Тепло передається в атмосферу через теплообмінник та охолодний бак. Конденсат повертається до АкЗ самопливом, стікаючи усередині трубок. Система належить до категорії D за рівнем пасивності.

Використання даної схеми передбачає або передачу тепла воді в ГО, від якої потрібно в подальшому організувати тепловідведення до кінцевого поглинача, що еквівалентно ще одній системі СПВТ, або встановлення теплообмінників та баків запасу води за межами ГО, що фактично виключає один з бар'єрів безпеки на шляху розповсюдження радіоактивних речовин та

іонізуючих випромінювань та суттєво знижує рівень безпеки енергоблоку. У зв'язку з цим, використання цієї схеми не доцільно на ВВЕР-1000.

1.2.6 Бак (прямо́к) із природною циркуляцією

У деяких конструкціях шахта реактора та інші нижні відсіки ГО використовуються як резервуар для теплоносія та охолодження активної зони у разі розриву трубопроводів першого контуру. Таким чином, вода, винесена за межі РУ, збирається у напрямці захисної оболонки. Зрештою, реактор повністю занурюється у воду, і запірні клапани відкриваються. Відведення залишкових енерговиділень відбувається за рахунок кипіння в активній зоні. Пара, що утворюється в активній зоні, проходить через клапан автоматичної системи скидання тиску першого контуру і потрапляє в ГО. Різниця щільностей між активною зоною та водою у напрямці створює природний циркуляційний потік, який втягує воду через екран відстійника в корпус реактора та достатній для відведення залишкового тепла (додаток А рис. А.8). У деяких проектних випадках природна циркуляція всередині корпусу реактора може бути достатньою для відведення залишкового тепла без необхідності використання запобіжних пристроїв контуру охолодження АкЗ. Система належить до категорії D за рівнем пасивності [2].

Ця система не може бути застосована для проекту ВВЕР-1000.

1.3 Узагальнення результатів виконаного аналізу типів існуючих СПВТ

За результатами виконаного аналізу типів існуючих СПВТ можна відзначити, що попередньо найбільш оптимальним варіантом для аналізу можливості впровадження на ВВЕР-1000 для подолання повного знеструмлення енергоблоку є система пасивного охолодження першого контуру через другий.

Приклади реалізації систем пасивного охолодження РУ різних типів будуть проаналізовані у наступних пунктах роботи. Розгляду підлягають РУ та системи, що використовують пасивні принципи перебігу процесів. За результатами детального розгляду конструкцій СПВТ та інженерних рішень для РУ великої потужності буде зроблено остаточний висновок про оптимальний тип СПВТ для ВВЕР 1000.

2. ПРИКЛАДИ РЕАЛІЗАЦІЇ СИСТЕМ ПАСИВНОГО ОХОЛОДЖЕННЯ РЕАКТОРНИХ УСТАНОВОК РІЗНИХ ТИПІВ

2.1 ABWR-II

ABWR-II – РУ, заснована на вдосконаленому BWR (ABWR), зараз спільно розробляється шістьма японськими енергокомпаніями BWR під керівництвом Tokyo Electric Power Company (TEPCO), General Electric Company, Hitachi Ltd і Toshiba Corporation.

За рахунок застосування великої електричної потужності (1700 МВт (ел.)), більшої активної зони, модифікованої САОЗ та систем пасивного відведення тепла, серед інших конструктивних особливостей, було досягнуто концепції конструкції, здатної підвищити як економічну конкурентоспроможність, так і показники безпеки [7].

Особливістю конструкції ABWR-II є використання пасивних систем безпеки. Система пасивного відведення тепла складається з двох спеціалізованих підсистем, а саме системи пасивного охолодження реактора та системи пасивного охолодження ГО, в яких використовується загальний басейн із теплоносієм, розташований над захисною оболонкою, що забезпечує добове розхолодження РУ та ГО.

Система СПВТ ABWR-II була спроектована з акцентом на антисейсмічну структуру (у горизонтальному виконанні теплообмінників) та зменшення глибини басейну. (Додаток Б рис. Б.1) показано функціональну схему СПВТ.

2.2 AP-600/AP-1000

AP600 та AP1000 - це легководні реактори під тиском, розроблені Westinghouse Electric Corporation потужністю 600 МВт та 1100 МВт відповідно.

Обидві конструкції використовують системи пасивної безпеки, що ґрунтуються на гравітаційному русі, стиснутому газі, природній циркуляції та випаровуванні, щоб забезпечити тривале охолодження у разі аварії [2].

Реакторне встановлення АР–1000 є аналогом проекту АР 600. У проекті АР–1000 переважно використовуються пасивні системи безпеки. Зменшення кількості активних систем безпеки у проекті АР–1000 дозволило розробникам, порівняно з традиційною реакторною установкою еквівалентної потужності, знизити кількість арматури, трубопроводів, насосів, кабельних трас та скоротити обсяг сейсмостійких споруд.

Головною особливістю АР-1000 є широке використання пасивних систем та інженерних засобів безпеки для аварійного охолодження активної зони та контайменту протягом 72 годин без втручання оператора. Всі потреби в електропостачанні систем, важливих для безпеки, забезпечуються за рахунок акумуляторних батарей, що усуває потребу в джерелах надійного електропостачання на майданчику АЕС та значно знижує залежність від зовнішнього енергопостачання.

Принципова схема СПВТ, використана в проектах АР 600/АР 1000, наведена в (додаток Б рис. Б.2). Основними системами безпеки цього проекту є:

- система пасивного охолодження контайменту;
- пасивна система охолодження активної зони;
- система автоматичного зниження тиску;
- баки підживлення активної зони;
- внутрішній бак запасу води;
- система рециркуляції контайменту;
- пасивна система відведення залишкового тепла.

Пасивна система відведення залишкового тепла відводить залишкові енерговиділення у разі втрати можливості охолодження активної зони через парогенератори. Пасивна система відведення залишкового тепла складається з теплообмінника та відповідної арматури, трубопроводів та контрольно-

вимірювальних приладів. Теплообмінник розташований у внутрішньому баку запасу води, який відводиться тепло від активної зони. Пасивний теплообмінник відведення залишкових енерговиділень розрахований на максимальний тиск 17,2 МПа та температуру 343 С.

СПВТ, реалізована у конструкції РУ типу АР, складається з теплообмінника з С-подібними трубами, який розташований у заповненому водою резервуарі з можливістю його дозаповнення (див. додаток Б рис. Б.3). СПВТ забезпечує відведення тепла від теплоносія першого контуру через природний контур циркуляції. Гаряча вода піднімається через впускну лінію СПВТ, прикріплену до однієї з гарячих ниток головного циркуляційного трубопроводу (ГЦТ). Гаряча вода надходить у трубні грати у верхньому колекторі теплообмінника СПВТ з параметрами, що відповідають першому контуру. Бак (IRWST) заповнений холодною борованою водою і з'єднаний з об'ємом ГО. Відведення тепла від теплообмінника СПВТ відбувається за рахунок кипіння на зовнішній поверхні труб. Охолоджений теплоносій першого контуру повертається в перший контур лінії контуру СПВТ через нижню частину ПГ.

У проекті АР-1000 горизонтальні ділянки труб теплообмінника СПВТ були збільшені порівняно з трубними решітками теплообмінника АР-600. Також використано трубопровід більшого перерізу. Ці зміни забезпечили достатнє збільшення потужності системи, не торкаючись інших трубопроводів та компонування обладнання.

2.3 ESBWR

General Electric (GE) розробила проект РУ з киплячою водою, названий економічним спрощеним реактором з киплячою водою (economic simplified boiling water reactor - ESBWR), який заснований на попередній конструкції реактора з киплячою водою (SBWR) з деякими модифікаціями систем безпеки та розміру захисної оболонки [2]. Основні відмінності між існуючими

реакторами з киплячою водою (BWR) та ESBWR полягають у спрощенні системи циркуляції теплоносія та реалізації пасивної системи аварійного охолодження. Активна зона реактора ESBWR має номінальну теплову потужність 4500 МВт.

Принципи систем пасивної безпеки та стратегій управління аваріями для SBWR та ESBWR схожі. (Додаток Б рис. Б.4) представлена схема ESBWR, включаючи системи пасивної безпеки, яких відноситься пасивні системи охолодження активної зони та ГО.

У разі втрати проектних шляхів відведення тепла від активної зони задіюється пасивна система охолодження реактора, заснована на конденсації пари з АкЗ у конденсаційному теплообміннику, який занурений в бак із водою. Для роботи СПВТ АкЗ відкривається клапан повернення конденсату з теплообмінника в бак, після чого стоячий конденсат стікає в реактор, а поверхня розділу середовищ пар/вода у пучку труб переміщується вниз (див. додаток Б рис. Б.5).

СПВТ ГО – це пасивна система, яка відводить залишкове тепло, що виділяється в захисну оболонку, та підтримує параметри ГО у проектних межах. Принципова схема системи представлена в (додаток Б рис. Б.6). Теплообмінники СПВТ одержують парогазову суміш із верхніх об'ємів ГО, конденсують пару і повертають конденсат у приміщення-приямки.

СПВТ ГО складається із шести теплообмінників-конденсаторів. Кожен конденсатор складається з двох ідентичних модулів, і кожен двухмодульний агрегат кожного конденсатора розрахований відводити потужність 11 МВт. У теплообміннику конденсується пара, тепло якої передається воді в басейні (баку) СПВТ. Конденсатори СПВТ розташовані у великому відкритому басейні (баку). Випарена пара в баці СПВТ скидається в атмосферу.

2.4 EPR

Проект EPR (European Pressurized Reactor/Evolutionary Power Reactor)

передбачає спорудження РУ великої потужності 1600 МВт та базується на технологіях реакторних установок N4 та KONVOI, які експлуатуються у Франції та Німеччині відповідно. Проект EPR інтегрує результати багаторічних досліджень та програм розвитку, що здійснюються СЕА (Французька комісія з альтернативної та атомної енергії) та німецьким науково-дослідним центром Karlsruhe.

Реакторна установка EPR має чотири петлі та розташована в контейменті з подвійною оболонкою. Кожен із чотирьох каналів безпеки та системи, що забезпечують їх функціонування, розташовані в окремих приміщеннях [6].

Реакторне відділення містить основне обладнання та внутрішній бак запасу води (IRWST). Будівля складається з внутрішньої циліндричної переднапруженої оболонки (контейменту) з металевим облицюванням товщиною 6 мм (розглядається можливість виконання облицювання з багатошарового композитного матеріалу) та зовнішньої залізобетонної оболонки. Товщина кожної з оболонок – 1.3 м. Внутрішній діаметр контейменту становить 46.8 м, висота контейменту – 57.5 м, внутрішній об'єм контейменту – близько 80000 м². У просторі між зовнішньою та внутрішньою оболонками підтримується розрідження, що запобігає поширенню течі через внутрішню оболонку.

Для запобігання можливому вибуху водню, який виділяється у великій кількості всередині гермооб'єму при важких аваріях, встановлені каталітичні допалювачі, функція яких – підтримувати концентрацію водню менше 10% та запобігати його загорянню та вибуху.

Для запобігання зростанню тиску всередині контейменту при важких аваріях передбачено двоканальну систему відведення тепла. Великий обсяг контейменту дає можливість оператору активувати цю систему без перевищення проектного тиску всередині гермооболонки навіть при тяжких аваріях, як мінімум, протягом 12 годин. Також система відведення тепла від контейменту може працювати як в режимах затоки пастки розплаву "коріуму", так і подачі води безпосередньо до спринклерної системи.

Основними системами безпеки цього проекту є:

- внутрішній бак запасу води;
- система аварійної подачі теплоносія;
- система відведення залишкового енерговиділення;
- система швидкого введення бору;
- система відведення тепла від контайменту.

Дані системи виконують функцію тепловідведення від реакторної установки в стані зупинки, аварійного впорскування охолоджувальної рідини та функцію рециркуляції води через активну зону для забезпечення належного відведення тепла при перебігу першого контуру та розривах трубопроводу гострої пари.

Задачами систем є:

- відведення залишкового тепла для досягнення та підтримки реакторної установки у стані холодного зупину та під час завантаження палива;
- переміщення води з внутрішнього бака запасу води до реактора;
- охолодження та перемішування теплоносія внутрішнього бака запасу води під час нормальної експлуатації станції.

Система складається із чотирьох незалежних каналів. Усі чотири канали системи аварійної подачі теплоносія та відведення залишкового енерговиділення живляться від окремих шин аварійного електропостачання та аварійних дизель-генераторів.

Кожен канал систем аварійної подачі теплоносія та відведення залишкового тепла розташований в окремій захисній будівлі, яка забезпечує їх поділ та захист від зовнішніх та внутрішніх екстремальних впливів. Даний проект РУ передбачає участь активних систем безпеки та пасивного принципу відведення тепла у баці гермооболонки.

2.5 SCWR-CANDU

CANDU-SCWR - це концепція реактора SCWR з охолоджувальними трубками під тиском, що розробляється AECL в рамках канадської програми реакторів покоління IV [2]. Очікується, що основним завданням цього реактора буде виробництво електроенергії, але досліджуються інші неелектричні застосування, такі як виробництво водню і тепла.

Поділ охолоджуючої рідини та сповільнювача в реакторах CANDU забезпечує просту можливість резервування системи безпеки через систему охолодження уповільнювача. Система охолодження уповільнювача (див. додаток Б рис. Б.7)) використовується для відведення тепла, що виділяється в сповільнювачі під час нормальної роботи через гамма-і нейтронного нагріву. Це тепло, що становить приблизно 5% теплової потужності реактора, має той самий порядок, що залишкові енерговиділення після зупинки реактора. Отже, цю систему можна використовувати для відведення залишкових енерговиділень у разі відмови системи аварійного охолодження активної зони.

2.6 SWR-1000 (KERENA)

SWR-1000 – проект нової АЕС із реактором киплячого типу. Розроблений французькими та німецькими електрогенеруючими компаніями з метою збільшення безпеки та зниження вартості виробництва електроенергії [2].

На етапі розробки концепції, що тривала з лютого 1992 р. до вересня 1993 р., пріоритет віддавався розробці систем пасивної безпеки заміни чи доповнення активних систем. Наприкінці концептуальної фази було вирішено, що нові вимоги до цього вдосконаленого BWR, особливо економічні аспекти, виправдовують концепцію з тепловою потужністю реактора 2778 МВт та чистою електричною потужністю 977 МВт. З 2000 року корисна електрична потужність була збільшена до 1254 МВт. На сьогоднішній день замість стандартного позначення SWR-1000 застосовується позначення KERENA.

Принципово нова концепція управління аваріями, передбачена SWR-1000, включає обладнання, яке у разі відмови активного обладнання безпеки приведе установку в безпечний стан без необхідності використання будь-яких контрольно-вимірювальних приладів та сигналів керування або зовнішнього джерела живлення. Це забезпечується використанням систем пасивної конденсації пари АкЗ та охолодження ГО. Принципова схема систем показана в (додаток Б рис. Б.8 та рис. Б.9).

Функція аварійного пасивного конденсатора у тому, щоб у разі аварії відводити залишкові енерговиділення, генеровані в активній зоні, і навіть від басейнів затоплення АкЗ. Таким чином, система замінює активну систему впорскування охолоджуючої рідини високого тиску, використовувану на існуючих установках BWR. Система конденсаційного теплообмінника також забезпечена засобами скидання тиску з реактора, що дублюють запобіжні клапани.

Для відведення енергії від ГО передбачені чотири конденсаційні теплообмінники, розташовані в баці з водою над захисною оболонкою. Їхня функція - повністю пасивними засобами відводити тепло з ГО після аварій, які призводять до викиду маси та енергії в ГО, і таким чином обмежувати підвищення тиску в захисній оболонці.

2.7 ВВЕР-640/B-407

У новій концепції ВВЕР В-407 широко використовуються пасивні системи та компоненти. У цих конструкціях реалізовано низку інноваційних систем пасивної безпеки, що забезпечують виконання основних функцій безпеки: контроль реактивності, охолодження палива та обмеження викиду радіоактивних речовин. До складу пасивних систем проекту 407 з природною циркуляцією входять [2]:

- СПВТ ГО;
- Система аварійного охолодження активної зони (гідроємності);

- СПОТ ПГ.

Система аварійного охолодження АкЗ (гідроємності) використовується при виникненні течій першого контуру і не відповідає пасивному принципу роботи, тому детально не розглядається. СПВТ ПГ передбачає організацію відведення тепла від ПГ.

Принципова схема СПВТ ПГ ВВЕР-640/В407 показана в (додаток Б рис. Б.10).

Система пасивного відведення тепла від парогенераторів для реактора не вимагає електропостачання і призначена для відведення залишкових енерговиділень від активної зони із щільним першим контуром. Тепло передається через парогенератори в резервуари з хімічно знесоленою водою, розташовані поза захисною оболонкою (див. додаток Б рис. Б.11). Потужність реактора, яка може бути відведена від АкЗ за рахунок природної циркуляції теплоносія становить близько 10% від номінальної, що забезпечує надійне відведення енерговиділень. Запасу води в баках достатньо для тривалого відведення тепла (не менше 24 годин) за необхідності його можна поповнити із зовнішнього джерела.

2.8 ВВЕР-1000/В-392

У проекті енергоблоку застосовуються відпрацьовані технології, вузли, системи та досвід проектування, виготовлення та експлуатації попереднього покоління АЕС із ВВЕР. Ці установки можуть відрізнятися за потужністю (1000 МВт або 1200 МВт залежно від типу РУ В-392, В-392Б, В-392М). Головна відмінність В-392 від інших ВВЕР великої потужності - застосування вдосконаленого обладнання та впровадження додаткових пасивних систем безпеки в поєднанні з активними та пасивними традиційними системами, що підвищує надійність обладнання РУ та дозволяє більш ефективно запобігати та пом'якшувати наслідки проектних та запроектних аварій.

На відміну від проекту В-320 у зазначеному проекті передбачені нові

пасивні системи безпеки (див. додаток Б рис. Б.11) такі як [7]:

- система пасивного відведення тепла;
- додаткова система заливу активної зони реактора;
- система швидкого введення бору;
- система видалення водню із застосуванням пасивних рекомбінаторів;
- пасивна система фільтрації протікань із контейменту;
- система здування газів, які не конденсуються.

Що стосується проекту В-392, пасивні системи охолодження можуть працювати не менше 24 годин без електропостачання.

Система пасивного відведення тепла призначена для тривалого відведення залишкових енерговиділень реактора у запроектних аваріях із втратою всіх джерел електропостачання. У разі течі в першому контурі система забезпечує відведення залишкових тепловиділень спільно з гідроємностями другого ступеня.

СПВТ складається з чотирьох незалежних каналів, по одному на кожний парогенератор. Кожен канал включає чотири теплообмінника-конденсатора, трубопроводи пароконденсатного тракту з арматурами, тракт повітроводів з шиберами. Пара в теплообмінник СПВТ надходить із паропроводу кожного ПГ. Конденсація пари в теплообмінниках здійснюється атмосферним повітрям, яке за рахунок природної тяги проходить через захисні сітки і надходить у кільцевий колектор, розташований навколо гермооб'єму. По окремих каналах повітря надходить в охолоджені теплообмінники, де відбирає тепло від пари і потрапляє в тягові шахти, які закінчуються загальним колектором з дефлектором.

До та після кожного теплообмінного модуля по ходу руху повітряного потоку передбачені повітряні шибер. Шибер, встановлений на вході в теплообмінний модуль, в режимі роботи системи повністю відкривається, а в режимі очікування шибер закритий для зниження теплових втрат. Шибер, встановлений після теплообмінника (над ним) призначений для регулювання витрати повітря в режимі роботи системи та для зниження теплових втрат у

режимі очікування, в якому система прогріта до температур другого контуру, оскільки пароконденсатний тракт системи постійно підключений до паропроводу парогенератора. У разі виникнення вихідної події це дозволяє забезпечити найкращу динаміку при підключенні теплообмінників та виключає термоудар у системі.

2.9 ВВЕР-1200/В-491

Базовим проектом для РУ ВВЕР-1200/В-491 є проект РУ В 392М з пасивними системами безпеки.

СПВТ ВВЕР-1200/В-491 є пасивною частиною системи аварійного відведення тепла через парогенератори як при щільному першому та другому контурі, так і при виникненні течій у першому або другому контурі. Активною частиною системи є система аварійного розхолодження парогенераторів (САР ПГ). Що стосується течі першому контурі функціонування СПВТ розглядається разом із функціонуванням гідроємностей САОЗ другого ступеня.

СПВТ ВВЕР-1200/В-491 (Додаток Б рис. Б.12) розрахована на функціонування при наступних наднормативних аваріях з відмовою всіх джерел електропостачання змінного струму протягом тривалого часу за збереження щільності першого контуру [8].

СПВТ є пасивною системою у частині виконання функції відведення тепла за рахунок використання природної циркуляції по пароконденсатному тракту та використання природної циркуляції повітряним трактом. Включення системи в роботу здійснюється пасивним чином тільки в режимі втрати всіх джерел змінного струму, в інших режимах, що вимагають роботи СПВТ, включення системи в роботу забезпечується за командами керуючої СБ.

Характеристики СПВТ дозволяють виконувати задані функції за таких умов:

- відповідно до структури побудови захисних систем безпеки система має

чотири незалежні контури циркуляції. Згідно з прийнятими проектними характеристиками обладнання, трьох працездатних контурів циркуляції достатньо для здійснення системою своїх функцій у повному обсязі в будь-якому режимі, що її потребує роботи;

- за найбільш несприятливих зовнішніх умов потужність тепловідведення вибрано не менше 8 МВт (від одного теплообмінника). Відведення тепла на стадії аварії відбувається головним чином за рахунок скидання пари з ПГ в атмосферу через швидкодіючі редуційні установки скидання пари в атмосферу (БРУ-А);

- у проекті забезпечено резервування елементів системи. За потужністю тепловідведення є 33%-вий резерв;

- у проекті забезпечено автоматичне включення системи в роботу за пасивним принципом (що не вимагає підведення електроенергії від зовнішніх джерел або втручання оператора);

- в умовах нормальної експлуатації, що супроводжуються зростанням тиску в другому контурі (наприклад, часткове скидання навантаження турбогенератора) СПВТ може автоматично вмикатися, але при цьому дія системи не знижує надійність її функцій і не призводить до порушення умов та меж нормальної експлуатації.

Система електропостачання першої категорії забезпечує електроживленням електроприводні елементи системи як у режимі очікування, так і в умовах аварій, що потребують функціонування СПВТ. Режим підтримки тиску ПГ реалізується за допомогою регулюючого пристрою з приводом пасивної дії, що працює від тиску пари в парогенераторі; при цьому функціонування системи електропостачання не потрібне.

Кожен контур СПВТ включає два теплообмінних модулі, трубопроводи пароконденсатного тракту з арматурою, тракт повітроводів, що підводять і відводять повітря, повітряні затвори і регулюючі пристрої. Трубопровід парового тракту Ду 200 від паропроводу кожного ПГ проходить до колектора Ду 200, що роздає пару індивідуальними трубопроводами Ду 150 на три

теплообмінних модуля. Конденсат від кожного теплообмінника трубопроводами Ду 100 повертається в парогенератор.

Для видалення повітря з теплообмінників під час заповнення їх водою, а також при гідровипробуваннях передбачені трубопроводи Ду 10 із встановленою на них арматурою.

Передбачено можливість періодичного видалення газів з контуру через трубопровід 20 мм. Однак скупчення газів не очікується завдяки деаерації живильної води в деаератор перед її подачею в ПГ. Для виконання ремонтних робіт на теплообмінному модулі, повітряних затворах, регулюючих пристроях та їх приводах кожен контур системи по парі та конденсату відключається двома запірними засувками з контрольним дренажем між ними. Це дозволяє надійно розділити високий тиск від низького та забезпечити необхідну безпеку виконання ремонтних робіт та звести до мінімуму вплив СПВТ на коефіцієнт використання встановленої потужності.

Система теплоізована. У режимі очікування система прогріта до температур другого контуру, оскільки пароконденсатний тракт системи постійно підключений до паропроводу парогенератора. У разі виникнення вихідної події це дозволяє забезпечити найкращу динаміку при підключенні теплообмінників, виключає термоудари та гідроудари у системі. Під час роботи блоку СПВТ постійно підключена до парогенераторів і від перевищення тиску автоматично захищається запобіжними клапанами ПГ.

2.10 Висновки за результатами проведеного аналізу

За результатами проведеного аналізу існуючих проектних рішень для систем пасивного відведення тепла від активної зони, які вже реалізовані на інших типах РУ великої потужності, можна зробити висновок, що для умов повного знеструмлення АЕС, найбільш оптимальним рішенням для ВВЕР 1000 є використання СПВТ з організацією контуру циркуляції через ПГ.

3. РОЗРОБКА ПОПЕРЕДНЬОЇ КОНЦЕПЦІЇ СПВТ ВВЕР 1000/B320

3.1 Вибір типу охолодження теплообмінників відведення тепла до кінцевого поглинача

Аналіз існуючих проектних рішень для СПВТ АкЗ виявив два основних типи охолодження теплообмінників відведення тепла до кінцевого поглинача:

- охолоджувані повітрям;
- охолоджувані водою.

Системи обох типів експлуатуються на сучасних проектах енергоблоків ВВЕР.

До основних переваг конденсаційних теплообмінників, що охолоджуються повітрям, можна віднести:

- необмежений час роботи системи;
- можливість регулювати інтенсивність теплообміну шляхом регулювання витрат повітряного каналу.

Однак головним недоліком такої схеми є необхідність забезпечення суттєвих площ теплообміну, а також організація захищених зовнішніх екстремальних впливів (ЗЕВ) повітроводних каналів. Дані аспекти є основним перешкодою шляху застосування такого типу теплообмінників на діючих АЕС, так як організація захищених від ЗЕВ вентиляційних каналів навколо або в облаштуванні РВ або неможлива, або вимагає істотних витрат. Установка охолоджувальних веж на даху РВ також пов'язана з певними проблемами захисту від ЗЕВ (зокрема землетрусів та предметів, що летять).

Водоохолоджувані теплообмінники мають обмежений час роботи, але набагато більшу компактність обладнання. Крім того, запас води у зовнішніх баках може легко відновитися від зовнішніх джерел.

З урахуванням вище сказанного оптимальним варіантом для СПВТ, що розробляється, буде використання водоохолоджуваних теплообмінників.

3.2 Вибір місця для встановлення баків

Для забезпечення створення контуру циркуляції баки із запасом дистилату, в яких розміщуються конденсаційні теплообмінники, повинні бути розташовані вище за парові колектори ПГ. Бокове "навішування" або розміщення на опорах баків великої ваги може бути проблематичним з точки зору забезпечення їх сейсмостійкості та захисту від ЗЕВ. Можливість реалізації такого рішення має бути обґрунтовано в рамках конкретної модернізації.

В рамках розробки цієї Концепції розглядається можливість використання існуючих конструкцій, а саме розміщення баків на:

- даху будівлі (облаштування) РВ (позиція 1 в додатку В рис. В.1);
- даху ГО (позиція 2 в додатку В рис. В.1).

Розміщення баків на даху ГО вимагатиме як використання більш довгих трубопроводів, що негативно позначиться на характеристиках системи, так і набагато серйозніших обґрунтувань безпеки, так як така схема передбачає додаткову взаємодію на один із бар'єрів безпеки.

Враховуючи вищевикладене, найбільше доцільно розмістити баки СПВТ на даху облаштування РВ.

3.3 Визначення можливих місць підключення СПВТ до систем енергоблоку

Виконаний у роботі аналіз існуючих проектних рішень для СПВТ АкЗ показав, що найбільш оптимальним є відбір пари від ПГ у районі парового колектора ПГ. У такому випадку можливі три варіанти розміщення трубопроводу подачі пари (додаток В рис. В.2):

- Варіант 1 – парова лінія проходить усередині ГО та виходить за його межі на рівні бака СПВТ.
- Варіант 2 – парова лінія проходить зовні ГО в облаштуванні РВ.
- Варіант 3 – парова лінія проходить зовні ГО за межами облаштування РВ.

Перший варіант забезпечує найбільшу захищеність трубопроводу від ЗЕВ, але не може бути реалізований, так як трубопровід проходить у зоні дії кругового крану.

Другий варіант також забезпечує достатню захищеність трубопроводу та не проходить у зоні дії рухомого обладнання енергоблока. Проте можливість даного варіанту необхідно проаналізувати додатково.

Третій варіант є більш технологічно простим, порівняно з другим, але вимагає окремого аналізу захищеності трубопроводів. Також може статись так, що опір більш короткого трубопроводу в облаштуванні РВ буде аналогічним або більшим ніж у більш довгого трубопроводу зовні облаштування через місцеві опори заворотів і вигинів, що виникли внаслідок необхідності обходу новим трубопроводом існуючих комунікацій.

Також, варіанти 2 і 3 припускають наявність вільних гермопроходок великого діаметра для прокладання паропроводів (передбачуваний розмір трубопроводу Ду 200 мм) та конденсатних ліній (передбачуваний розмір трубопроводу Ду 100 мм). Для забезпечення руху пари лінії трубопроводів повинні бути організовані строго виходячими без опускних ділянок. Таким чином, для реалізації парових ліній за другим і третім варіантами у захисній оболонці на відмітках 35-42 м повинна бути вільна відповідна кількість гермопроходок необхідних розмірів.

Проте, аналіз даних «Перелік проходок герметичного контуру в циліндричній частини оболонки» бази даних (БД) по ГО [9] свідчить про відсутність достатньої кількості гермопроходок для впровадження СПВТ.

Враховуючи викладене вище, можливість прокладання лінії подачі пари за варіантами 1, 2, 3 не є можливою.

Альтернативним варіантом може бути підключення парових ліній СПВТ до паропроводів гострої пари енергоблоку за межами ГО до відсічних клапанів. В (додаток В рис. В.3) представлено трасування паропроводів свіжої пари енергоблоку ВВЕР-1000/В320 від ПГ до пароскидних пристроїв за межами ГО [10]. Аналіз даної схеми демонструє, що парові колектори ПГ розташовані на

позначці 34.7 м, а вихід паропроводів із ГО відбувається на позначці 34.52 м, що пов'язано з організацією ухилу паропроводів для стікання капель конденсату. Також з (додаток В рис. В.4) можна зробити попередній висновок про можливість організації врізання паропровід за межами ГО до початку опускних ділянок паропроводів. При цьому конденсат, що утворився в паровій лінії трубопроводу СПВТ буде повертатися в паропровід гострої пари і стікати у бік пароскидаючих пристроїв (ПСП), не суттєво впливаючи на рух пари в трубопроводах. Трубопроводи гострої пари мають значні розміри та обладнані дренажами і повітряниками. Таким чином, їх максимальне заповнення та перекриття паропроводу є малоймовірним. Тим не менш, якщо буде організована така тривала робота СПВТ, при якій відбудеться повне заповнення паропроводів з боку ПСП, повного перекриття паропроводу не відбудеться, так як різниця між відмітками парових колекторів ПГ і точками врізки парових ліній становить 0.18 м, а паропровід виконаний з труби діаметром 600 мм.

Подальше трасування парових ліній СПВТ має визначатися у проєкті конкретного енергоблоку. Як було зазначалось, парові лінії можуть проходити як в облаштуванні РВ, так і зовні облаштування з можливим частковим перетином турбінного відділення.

Що ж до лінії повернення конденсату від СПВТ в ПГ, оптимальним рішенням повинно бути підключення до існуючих трубопроводів системи живильної води ПГ поза межами ГО (додаток В рис. В.4). При цьому необхідно прагнути до підключення після всіх регулюючих та відсікових арматур, завдяки чому зменшиться кількість необхідних змін СБ та зипунок енергоблоку.

3.4 Визначення підходів до роботи Системи пасивного відводу тепла від активної зони реактора

Безпосередньо вихідною подією, яка має забезпечувати роботу системи, є повне знеструмлення енергоблока з відмовою дизель-генераторів надійного живлення.

Час роботи системи повинен складати не менше 72 годин, що визначається запасом води. В рамках виконання «стрес-тестів» українських АЕС [11 - 14] було визначено значення витрати підживлення ПГ для ВВЕР-1000/B320, а саме 13 кг/с (46,8 т/год), що запобігає пошкодженню палива в активній зоні. Таким чином, можна попередньо оцінити, який запас води нам необхідний для роботи СПВТ протягом трьох діб – 3370 т. Слід зазначити, що значення швидкості википання прийнято постійним і визначено для початкового моменту часу після знеструмлення з урахуванням консервативного 10% завищення залишкових енерговиділень. При виконанні більш реалістичної оцінки залишкові енерговиділення знижуватимуться з часом, що дозволить знизити необхідний запас води. Більш детальні оцінки мають бути виконані на етапі розрахунково-аналітичного обґрунтування концепції. Крім того, має бути передбачена можливість дозаправлення баків системи від штатних систем енергоблоку або від внутрішньомайданних мобільних насосних установок чи пожежних машин.

Пропонується чотириканальне виконання системи. При цьому на різних типах реакторних установок встановлюється різна ефективність каналів СПВТ (наприклад, 4x33% чи 4x50% тощо.). В рамках розробки даної Концепції пропонується вибір технічних елементів СПВП проводити з урахуванням максимальної проектної ефективності одного каналу на рівні 50% від необхідної для відведення залишкових енерговиділень величини (тобто два канали СПВТ повинні запобігати пошкодженню палива). Однак у випадку запуску чотирьох каналів дана схема може призвести до надмірного розхолодження реакторної установки. Тому при налаштуванні роботи

каналів СПВТ необхідно передбачити можливість регулювання витрати пари, а робочі характеристики системи повинні відповідати схемі 4х33%. Таким чином, забезпечуватиметься достатній ступінь резерву (у разі відмови більше одного каналу СПВТ у персонала буде можливість збільшити ефективність роботи двох каналів, що залишилися в роботі, і запобігти пошкодженню палива) одночасно із забезпеченням стабільних швидкостей розхолодження РУ.

На паровій та конденсатній лініях СПВТ повинні бути встановлені відсічні (пускові) клапани, які при виконанні умов для роботи системи автоматично відкриваються та регулюють витрату пари через клапан (див. додаток В рис. В.5). Зокрема, в якості пускових можуть використовуватися як пневмозасувки, які при нормальній експлуатації утримуються закритими тиском стисненого газу і відкриваються з встановленою затримкою, так і електроклапани з надійним електропостачанням першої категорії (заживленні від акумуляторних батарей). Для регулюючої витрати пара клапану повинен бути передбачений доступ персоналу та можливість ручного керування. Під час пускових випробувань регулюючі клапани будуть необхідні не тільки для обмеження витрати пари з метою забезпечення експлуатаційних характеристик каналів (4х33%), але й для вирівнювання витрати та парового навантаження за ПГ, які можуть виникнути внаслідок різниці довжин парових ліній каналів СПВТ.

Трубопроводи конденсатної лінії і сам теплообмінник у режимі очікування мають бути заповнені хімічно знесоленою водою, яка в момент запуску системи піде далі по конденсатній лінії і дозаповнить трубопровід або навіть забезпечить невелике підживлення ПГ. Також за такого підходу забезпечиться початковий «поштовх» контуру циркуляції СПВТ, що сприяє виходу системи на проектний режим роботи.

Конструкція баків повинна бути у змозі запобігати замерзанню води в зимній період, а саме, повинен бути передбачений підігрів води), а також винесення води при проходженні смерчу.

3.5 Аналіз отриманих результатів

Розроблена Концепція підтверджує принципову можливість реалізації СПВТ для АкЗ на РУ ВВЕР-1000/В320. Введення в роботу системи забезпечує зниження параметрів РУ та запобігає пошкодженню палива в активній зоні.

У процесі зниження тиску першому контурі відбувається вихід гарячого теплоносія з конденсатора тиску в ГЦТ. Після випорожнення КТ у ньому зберігається «підібрана» гарячою водою дихального трубопроводу парова подушка, яка з часом починає прориватися (бульбюлювати) крізь теплоносій трубопроводу, що призводить до більш інтенсивного зниження тиску першого контуру. Дана поведінка параметрів може бути частково спричинена одномірністю використаного розрахункового коду. Так як в реальній системі можливе існування стратифікованих потоків в дихальному трубопроводі, коли охолоджений теплоносій з ГЦТ стікає вниз по нижній частині дихального трубопроводу, а гарячий піднімається вгору по верхній частині внаслідок різниці щільності холодного теплоносія в ГЦТ і гарячого в дихальному трубопроводі КТ. Така поведінка параметрів призвела б до більш раннього та/або плавного зниження тиску першого контуру. У розрахунках, внаслідок застосування одномірного коду, стратифікація теплоносія в дихальному трубопроводі неможлива. Таким чином, парова подушка КТ залишається піджатою гарячою водою дихального трубопроводу, що перешкоджає конденсації пари КТ.

Подальше зниження тиску першого контуру викликає плавне зливання ГЄ системи аварійного охолодження АкЗ. Результати попередніх розрахунків[15] показали, що температури у холодних нитках ГЦТ монотонно знижуються. При цьому зниження тиску першого контуру уповільнюється внаслідок зливу теплоносія ГЄ САОЗ. Ця комбінація факторів може призвести до холодного опресування першого контуру і повинна бути більш детально проаналізована в рамках розрахунково-аналітичного обґрунтування системи.

Крім того, внаслідок роботи СПВТ та зниження температури теплоносія

відбувається зменшення запасу підкритичності АкЗ. Для кінця паливної кампанії, коли борний пяоглинач відсутній в теплоносії першого контуру, зниження розхолодження теплоносія до температури повторної критичності може статися раніше початку зливу ГЄ САОЗ, що забезпечують борування першого контуру.

4. РОЗРАХУНОК НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ ПАСИВНОГО ВІДВЕДЕННЯ ТЕПЛА

Розрахунок надійності Системи пасивного відведення тепла (СПВТ) виконано за допомогою коду RiskSpectrum PSA (ver.1.1.4), який включено до «Переліку дозволених до використання в ДП "НАЕК "Енергоатом" розрахункових кодів», методом розрахунку Дерева відмов.

4.1 Розрахунок показників надійності компонентів СПВТ

В (додаток Г рис. Г.1) наведено показники надійності компонентів СПВТ, які включені до Дерева відмов.

4.2 Відмови з загальних причин

Відмови з загальних причин для компонентів системи визначалися з використанням методології β -фактору. Розрахунки з методології β -фактора виконувались за формулою:

$$Q_{CCF} = Q_t * \beta$$

де Q_{CCF} - імовірність базової події з ВЗП;

Q_t - повна імовірність відмови, що враховує всі незалежні та загальні причини подій ;

β - β -Фактор ($\beta = 0,1$).

4.3 Аналіз надійності персоналу

Метод "Дерева Рішень" ("DT" - Decision Tree Approach) [17], [19] використовується як метод для детального аналізу дій персоналу.

У таблиці 2 наведено перелік, опис та якісне трактування впливаючих факторів на ДП [19].

Таблиця 1- Визначення впливаючих факторів

Впливаючий фактор	Визначення впливаючого факторів	Якісне трактування впливаючого фактора
Запас часу	Це характеристика тривалості часового інтервалу від моменту, коли настала можливість виконання дії, що розглядається, до того моменту, коли виконати дію буде неможливо або пізно. При оцінці враховується також час, потрібний саме для виконання дії	Великий; Середній; Малий
Ефект сценарію	Це характеристика впливу аварійної ситуації на оператора в момент виконання дії, що розглядається. Рівень стресу враховується в оцінці ВПФ	Легкий; Середній; Важкий
Складність розпізнавання під час прийняття рішень	Це характеристика складності процесу розпізнавання для ухвалення рішення про необхідність виконання дії, що розглядається. При оцінці береться також до уваги вплив існуючого тренування щодо виконання цієї дії	Просто; Важко; Дуже важко
Людина-машинний інтерфейс	Це характеристика якості та пристосованості людино-машинного інтерфейсу для виконання дії, що розглядається. При оцінці береться також до уваги якість подання інформації (мнемосхеми і т.д.), необхідної для ухвалення рішення щодо виконання дії	Хороший; Адекватний ; Слабкий
Якість процедур	Це характеристика наявності та якості відповідних процедур та інструкцій з виконання цієї дії	Хороша; Слабка

Кількісна оцінка ІПП виконувалася за допомогою Дерева рішень, розробленого для цілей ІАБ рівня 1 ХАЕС-2 [19], Оцінюючи ІПП, застосовується якірна величина (найменше значення ІПП в ДР) приймається рівною $1.8E-04$ [19], [20]. Числові значення впливаючих факторів та їх гілок та графічне зображення ДР наведено у [19].

Результати кількісної оцінки дій персоналу типу С для ІАБ 1-го рівня наведено нижче в таблиці 2.

Таблиця 2- Кількісна оцінка ІПП для ДП з управління аваріями

Код ІП	Опис ІП	Запас часу ¹	Ефект сценарію ²	Складність ухвалення рішення ³	ЛМІ ⁴	Якість інструкцій ⁵	ІПП
НЕР-АА8-С	ІП по закриттю відсічних засувок	Середній	Середній	Просто	Хороший	Хороша	2.02E-03
НЕР-JNB-ON	ІП по введенню в роботу системи СПВТ	Великий	Легкий	Просто	Хороший	Хороша	2.10E-04

1. запас часу приймався як:

а. «Великий» - оскільки доступний час значно перевищує час, необхідний для виконання дії;

б. «Середній» - оскільки для оператора потрібно виконати великий об'єм операцій, тобто доступний час співвідноситься з часом необхідним для виконання відповідних дій;

2. ефект сценарію приймався як:

а. «легкий» - оскільки ситуація на момент виконання дії характеризується такими аспектами: зміна параметрів відбувається досить повільно; процеси, що відбуваються, стабільні; рівень стресу невисокий; оператор розуміє ситуацію і не чекає на тяжкі наслідки;

б. «середній» - оскільки ситуація на момент виконання дії характеризується такими аспектами: зміна параметрів відбувається більш менш швидко; рівень стресу середній; процеси, що відбуваються - стабільні; оператор розуміє ситуацію в цілому і може очікувати на тяжкі наслідки

3. складність прийняття рішення приймався як «Просто» - необхідність виконання дії очевидна, оператор має хороше тренування з виконання дії, що розглядається;

Код ПП	Опис ПП	Запас часу ¹	Ефект сценарію ²	Складність ухвалення рішення ³	ЛМІ ⁴	Якість інструкцій ⁵	ПП
4. людино-машинний інтерфейс (ЛМІ) приймається як «Хороший», оскільки дія виконується безпосередньо на БЦУ або за місцем розташування обладнання та оператор має можливість проконтролювати виконання дій без затримки за часом; 5. якість інструкцій приймається як «Хороша» оскільки існують прямі вимоги станційних інструкцій щодо процедури виконання таких дій у рамках даних аварій; 6. ефект сценарію «середній» оскільки ситуація на момент виконання дії характеризується такими аспектами: зміна параметрів відбувається більш менш швидко; рівень стресу середній; процеси, що відбуваються - стабільні; оператор розуміє ситуацію в цілому і може очікувати на тяжкі наслідки							

4.4 Побудова Дерева відмов Системи Пасивного Відведення Тепла

В додатку Г рис. Г.2 наведено загальне Дерево відмов системи Пасивного Відведення Тепла. В додатку Г рис. Г.3-Г.6 наведені канали системи СПВТ.

4.5 Кількісна оцінка Дерева відмов Системи Пасивного Відведення Тепла

Відповідно до виконаних кількісних розрахунків, значення параметру надійності ДВ СПВТ становить $1.44 \cdot 10^{-3}$ 1/рік (точкове значення). Розрахунок виконано для ступеня відсікання мінімальних перетинів Е-15.

Середнє значення розподілу невизначеності розраховано на рівні $2,42 \cdot 10^{-4}$ 1/рік; значення 5-ти та 95-ти квантілів становлять $2,48 \cdot 10^{-6}$ 1/рік та $1,97 \cdot 10^{-2}$ 1/рік, відповідно.

4.5.1 Домінантні мінімальні перетини

У таблиці 3 наведено перші найбільш вагомі для ризику мінімальні перетини (із внеском понад 0,01%). Сумарний внесок становить 99.84 %.

Таблиця 3- Домінантні мінімальні перетини

№	Частота, 1/рік	Внесок, %	Мінімальний перетин	
1	5.94E-05	4.12	JNB10AA101-O	JNB20AA101-O
2	5.94E-05	4.12	JNB20AA102-O	JNB30AA101-O
3	5.94E-05	4.12	JNB20AA101-O	JNB30AA101-O
4	5.94E-05	4.12	JNB10AA102-O	JNB30AA102-O
5	5.94E-05	4.12	JNB10AA101-O	JNB40AA102-O
6	5.94E-05	4.12	JNB20AA102-O	JNB40AA101-O
7	5.94E-05	4.12	JNB30AA102-O	JNB40AA102-O
8	5.94E-05	4.12	JNB10AA101-O	JNB30AA102-O
9	5.94E-05	4.12	JNB20AA101-O	JNB40AA101-O
10	5.94E-05	4.12	JNB10AA101-O	JNB20AA102-O
11	5.94E-05	4.12	JNB30AA101-O	JNB40AA102-O
12	5.94E-05	4.12	JNB10AA102-O	JNB20AA102-O
13	5.94E-05	4.12	JNB10AA101-O	JNB30AA101-O
14	5.94E-05	4.12	JNB10AA102-O	JNB40AA101-O
15	5.94E-05	4.12	JNB10AA101-O	JNB40AA101-O
16	5.94E-05	4.12	JNB10AA102-O	JNB40AA102-O
17	5.94E-05	4.12	JNB10AA102-O	JNB20AA101-O
18	5.94E-05	4.12	JNB30AA102-O	JNB40AA101-O
19	5.94E-05	4.12	JNB20AA101-O	JNB40AA102-O
20	5.94E-05	4.12	JNB10AA102-O	JNB30AA101-O
21	5.94E-05	4.12	JNB20AA102-O	JNB30AA102-O
22	5.94E-05	4.12	JNB20AA102-O	JNB40AA102-O
23	5.94E-05	4.12	JNB30AA101-O	JNB40AA101-O
24	5.94E-05	4.12	JNB20AA101-O	JNB30AA102-O
25	6.13E-07	0.04	JNB20AA102-O	JNB30-CCF-C-ALL
26	6.13E-07	0.04	JNB20AA101-O	JNB30-CCF-C-ALL
27	6.13E-07	0.04	JNB20-CCF-C-ALL	JNB30AA102-O
28	6.13E-07	0.04	JNB10-CCF-C-ALL	JNB30AA102-O
29	6.13E-07	0.04	JNB20-CCF-C-ALL	JNB30AA101-O
30	6.13E-07	0.04	JNB10-CCF-C-ALL	JNB40AA102-O
31	6.13E-07	0.04	JNB20-CCF-C-ALL	JNB40AA102-O
32	6.13E-07	0.04	JNB10-CCF-C-ALL	JNB20AA102-O
33	6.13E-07	0.04	JNB10AA101-O	JNB30-CCF-C-ALL
34	6.13E-07	0.04	JNB10AA102-O	JNB30-CCF-C-ALL
35	6.13E-07	0.04	JNB20-CCF-C-ALL	JNB40AA101-O

№	Частота, 1/рік	Внесок, %	Мінімальний перетин	
36	6.13E-07	0.04	JNB10AA102-O	JNB40-CCF-C-ALL
37	6.13E-07	0.04	JNB30AA102-O	JNB40-CCF-C-ALL
38	6.13E-07	0.04	JNB10-CCF-C-ALL	JNB40AA101-O
39	6.13E-07	0.04	JNB30-CCF-C-ALL	JNB40AA101-O
40	6.13E-07	0.04	JNB10AA101-O	JNB20-CCF-C-ALL
41	6.13E-07	0.04	JNB30AA101-O	JNB40-CCF-C-ALL
42	6.13E-07	0.04	JNB10AA102-O	JNB20-CCF-C-ALL
43	6.13E-07	0.04	JNB20AA101-O	JNB40-CCF-C-ALL
44	6.13E-07	0.04	JNB20AA102-O	JNB40-CCF-C-ALL
45	6.13E-07	0.04	JNB10-CCF-C-ALL	JNB30AA101-O
46	6.13E-07	0.04	JNB10AA101-O	JNB40-CCF-C-ALL
47	6.13E-07	0.04	JNB30-CCF-C-ALL	JNB40AA102-O
48	6.13E-07	0.04	JNB10-CCF-C-ALL	JNB20AA101-O

4.5.2 Аналіз значимості

Нижче у таблиці 4 представлена значимість по Fussell-Vesely - IFV(X).
Математично дана величина визначається як:

$$IFV(X) = CDF(X)/CDF = \{CDF - CDF(X=0)\} / CDF,$$

де CDF(X) сума складових у ЧПАЗ, що містять подію X,
CDF - сумарна ЧПАЗ.

Таблиця 4- Значимість базових подій

ID	Description	Normal value	F-V
JNB40AA 101-O	Відмова великого "пускового" клапану на відкриття	7.71E-03	2.49E-01
JNB30AA 102-O	Відмова малого "пускового" клапану на відкриття	7.71E-03	2.49E-01
JNB30AA 101-O	Відмова великого "пускового" клапану на відкриття	7.71E-03	2.49E-01
JNB20AA 102-O	Відмова малого "пускового" клапану на відкриття	7.71E-03	2.49E-01
JNB20AA 101-O	Відмова великого "пускового" клапану на відкриття	7.71E-03	2.49E-01
JNB40AA 102-O	Відмова малого "пускового" клапану на відкриття	7.71E-03	2.49E-01
JNB10AA 101-O	Відмова великого "пускового" клапану на відкриття	7.71E-03	2.49E-01
JNB10AA 102-O	Відмова малого "пускового" клапану на відкриття	7.71E-03	2.49E-01
JNB40- CCF-C- ALL	ВЗП на закриття відсічних засувок	7.95E-05	2.56E-03
JNB30- CCF-C- ALL	ВЗП на закриття відсічних засувок	7.95E-05	2.56E-03
JNB20- CCF-C- ALL	ВЗП на закриття відсічних засувок	7.95E-05	2.56E-03
JNB10- CCF-C- ALL	ВЗП на закриття відсічних засувок	7.95E-05	2.56E-03
JNB40- HTX-Q	Засмічення теплообмінника	1.55E-05	4.99E-04
JNB10- HTX-Q	Засмічення теплообмінника	1.55E-05	4.99E-04
JNB20- HTX-Q	Засмічення теплообмінника	1.55E-05	4.99E-04
JNB30- HTX-Q	Засмічення теплообмінника	1.55E-05	4.99E-04
CMD&A- S1	Відмова сигналу на закриття відсічних засувок	2.84E-05	3.97E-05
HEP- AA8-C	ПП по закриттю відсічних засувок	2.02E-03	3.97E-05

ID	Description	Normal value	F-V
JNB30AA 803-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB30AA 804-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB30AA 802-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB40AA 803-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB40AA 801-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB40AA 802-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB40AA 804-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB30AA 801-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB10AA 803-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB10AA 804-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB10AA 801-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB10AA 802-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB20AA 803-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB20AA 804-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB20AA 801-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
JNB20AA 802-C	Відсічна засувка	7.15E-04	1.65E-05
HEP- JNB-ON	ПП по введенню в роботу системи СПВТ	2.10E-04	8.26E-06
CMD&A- S2	Відмова сигналу за фактом знеструмлення	2.84E-05	4.13E-06
CMD&A- S3	Відмова сигналу за фактом повної втрати живильної води	2.84E-05	4.13E-06

4.5.3 Аналіз чутливості

Аналіз чутливості виконувався відповідно до методики, наведеною в посібнику [23].

Аналіз чутливості базових подій на кінцевий результат і проводиться шляхом варіації їх значень ($P = 1$, $P = 10 * P_x$, $P = 0,1 * P_x$, $P = 0$) та оцінки впливу цих змін на кінцеве значення.

Таблиця 5- Аналіз чутливості

ID	Normal value	F-V	Basic	P=1	P = 10 * P_x	P = 0,1 * P_x	P=0
JNB40AA 101-O	7.71E-03	2.49E-01	1.44E-03	1.92E-03	4.66E-03	4.46E-05	1.12E-03
JNB30AA 102-O	7.71E-03	2.49E-01	1.44E-03	1.92E-03	4.66E-03	4.46E-05	1.12E-03
JNB30AA 101-O	7.71E-03	2.49E-01	1.44E-03	1.92E-03	4.66E-03	4.46E-05	1.12E-03
JNB20AA 102-O	7.71E-03	2.49E-01	1.44E-03	1.92E-03	4.66E-03	4.46E-05	1.12E-03
JNB20AA 101-O	7.71E-03	2.49E-01	1.44E-03	1.92E-03	4.66E-03	4.46E-05	1.12E-03
JNB40AA 102-O	7.71E-03	2.49E-01	1.44E-03	1.92E-03	4.66E-03	4.46E-05	1.12E-03
JNB10AA 101-O	7.71E-03	2.49E-01	1.44E-03	1.92E-03	4.66E-03	4.46E-05	1.12E-03
JNB10AA 102-O	7.71E-03	2.49E-01	1.44E-03	1.92E-03	4.66E-03	4.46E-05	1.12E-03
JNB40- CCF-C- ALL	7.95E-05	2.56E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.48E-03	4.42E-05	1.44E-03
JNB30- CCF-C- ALL	7.95E-05	2.56E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.48E-03	4.42E-05	1.44E-03
JNB20- CCF-C- ALL	7.95E-05	2.56E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.48E-03	4.42E-05	1.44E-03
JNB10- CCF-C- ALL	7.95E-05	2.56E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.48E-03	4.42E-05	1.44E-03

ID	Normal value	F-V	Basic	P=1	P = 10 * P _x	P = 0,1 * P _x	P=0
JNB40- HTX-Q	1.55E-05	4.99E-04	1.44E-03	1.44E-03	1.45E-03	4.42E-05	1.44E-03
JNB10- HTX-Q	1.55E-05	4.99E-04	1.44E-03	1.44E-03	1.45E-03	4.42E-05	1.44E-03
JNB20- HTX-Q	1.55E-05	4.99E-04	1.44E-03	1.44E-03	1.45E-03	4.42E-05	1.44E-03
JNB30- HTX-Q	1.55E-05	4.99E-04	1.44E-03	1.44E-03	1.45E-03	4.42E-05	1.44E-03
CMD&A- S1	2.84E-05	3.97E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	6.00E-04	1.44E-03
HEP- AA8-C	2.02E-03	3.97E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB30AA 803-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB30AA 804-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB30AA 802-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB40AA 803-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB40AA 801-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB40AA 802-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB40AA 804-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB30AA 801-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB10AA 803-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB10AA 804-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB10AA 801-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB10AA 802-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB20AA 803-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB20AA 804-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
JNB20AA 801-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03

ID	Normal value	F-V	Basic	P=1	P = 10 * P_x	P = 0,1 * P_x	P=0
JNB20AA 802-C	7.15E-04	1.65E-05	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.41E-03	1.44E-03
HEP- JNB-ON	2.10E-04	8.26E-06	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.38E-03	1.44E-03
CMD&A- S2	2.84E-05	4.13E-06	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.25E-03	1.44E-03
CMD&A- S3	2.84E-05	4.13E-06	1.44E-03	1.44E-03	1.44E-03	1.25E-03	1.44E-03

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я і працездатності людини у процесі трудової діяльності.

Охорона праці на АЕС повинна забезпечувати такі умови праці, які виключали би негативний вплив на працюючих небезпечних і шкідливих виробничих факторів.

На підприємствах атомної енергетики існує велика кількість шкідливих та небезпечних виробничих факторів, які, за певних умов, можуть призводити до нещасних випадків та професійних захворювань працівників АЕС.

Обслуговуючий персонал АЕС, який працює в умовах підвищеної небезпеки, повинен чітко дотримуватись діючих у сфері охорони праці організаційно-технічних, соціально-економічних, лікувально-профілактичних та санітарно-гігієнічних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя та здоров'я людини та створення комфортних та безпечних умов праці на виробництві.

Усвідомлюючи важливість діяльності у сфері використання ядерної енергії, встановлення пріоритету життя і здоров'я працівників АЕС є головною метою охорони праці на робочих місцях у кожному структурному підрозділі.

В даному розділі магістерської дисертації запропоновані технічні рішення та організаційні заходи з радіаційної безпеки, електробезпеки та визначені основні заходи з безпеки у надзвичайних ситуаціях.

5.1 Технічні рішення та організаційні заходи із радіаційної безпеки на АЕС

Атомна станція відноситься до першої категорії об'єктів підвищеної небезпеки, так як при аваріях на АЕС можливий радіаційний вплив не тільки на персонал станції, а і на населення.

Радіаційна безпека на АЕС є достатньою, якщо технічними засобами та організаційними заходами забезпечується не перевищення встановлених НРБУ- 97 основних меж доз опромінення персоналу, населення і дотримання вимог цих правил у роботі.

Забезпечення радіаційної безпеки на АЕС має здійснюватися проведенням комплексу спеціальних заходів, пов'язаних із встановленням і виконанням вимог радіаційної безпеки на промисловому майданчику АЕС і прилеглих до неї територіях, контролем за станом фізичних бар'єрів АЕС на шляху поширення іонізуючого випромінювання і радіоактивних речовин, локалізацією джерел радіаційного впливу і захистом персоналу й населення при нормальній експлуатації і у разі аварії на АЕС. Зміст і обсяг цих заходів повинні приводитися в проекті і в експлуатаційній документації кожної АЕС.

Забезпечення радіаційної безпеки на АЕС реалізується наступними рішеннями та організаційними заходами під час експлуатації обладнання:

- конструкцією біологічного захисту;
- зниженням активності теплоносія першого контуру;
- дозиметричним контролем;
- дезактивацією виробничих приміщень та обладнання.

Основними джерелами радіаційної небезпеки на АЕС є:

- реактор, включаючи внутрішньокорпусні пристрої,
- активний теплоносій; басейни витримки і перевантаження;
- відпрацьоване ядерне паливо;

- обладнання систем водоочищення;
 - деякі повітроводи та обладнання вентиляційних систем реакторного відділення і спецгазоочистка;
 - сховища радіоактивних ізотопів, джерело іонізуючого випромінювання;
 - сховище радіоактивних відходів, в т.ч. буферний склад бочок з відходами на пресування і буферний склад пресованих відходів;
 - установки спалювання, суперпресування і фрагментації РАВ;
 - централізовані місця збору і тимчасового зберігання РАВ;
 - деталі та механізми СУЗ, датчики КВП і РК, пов'язані з вимірами параметрів 1-го контуру;
 - приміщення дезактивації і ремонту ГЦН;
 - ССВЯП;
 - радіоактивне обладнання, що транспортується, РАВ та ін.
- Радіоактивні матеріали;
- демонтовані парогенератори;
 - джерела іонізуючого випромінювання, що застосовуються в радіографічному контролі, повірці і градуюванні апаратури, а також розміщених в обладнанні;
 - джерела іонізуючого випромінювання, встановлені на стаціонарному обладнанні для технологічного контролю;

Основні фактори радіаційного впливу на персонал:

- наявність зовнішнього іонізуючого випромінювання (бета, гамма, нейтронного);

- забрудненість повітря робочих приміщень радіоактивними йодом та аерозолями, інертними радіоактивними газами;
- радіоактивне забруднення поверхні шкіри, спецодягу та робочих поверхонь.

Основним фактором радіаційного впливу на ремонтний персонал є бета, гамма випромінювання продуктів корозії устаткування I контуру і продуктів поділу урану в разі розгерметизації ТВЕЛ.

Внесок у дозу альфа-випромінювачів при нормальній експлуатації РУ зневажливо малий через конструкції тепловиділяючих елементів, реактора та біологічного захисту. Тому основний принцип захисту від радіонуклідів, які є альфа-випромінювачами, полягає в запобіганні попадання їх всередину організму.

Система фізичних бар'єрів блоку АС включає паливну матрицю, оболонку твела, межа першого контуру, герметичне огороження реакторної установки та біологічний захист .

Проектом передбачена система додаткових технологічних бар'єрів, які здійснюють локалізацію радіоактивних продуктів, що все ж таки проникли через існуючі бар'єри. Наприклад, це системи другого технологічного контуру, теплообмінного обладнання на допоміжних системах реакторної установки і установок водоочищення. Ці ж функції виконують конструкції герметичних приміщень реакторного відділення і в спецкорпусі.

Важливою функцією таких приміщень є ослаблення впливу на обслуговуючий персонал прямого проникаючого випромінювання від радіоактивних продуктів, що знаходяться в технологічних системах. Ефективність радіаційного захисту діючого устаткування досить висока, тому дози опромінення персоналу, який обслуговує це обладнання, незначні.

Особливе місце в системі захисних бар'єрів займають вентиляційні системи, що забезпечують повітрообмін в приміщеннях, де розташоване радіоактивне обладнання або проводяться роботи з розкриттям радіоактивного

обладнання. Ці вентсистеми обладнані пристроями очищення повітря від радіоактивних домішок.

Крім технологічних шляхів поширення радіонуклідів з теплоносія І контуру в навколишнє середовище існує реальна небезпека виносу радіоактивних продуктів з виробничими відходами, а також на тілі або спецодязі персоналу, що виконує роботи з відкритими джерелами іонізуючого випромінювання.

Для запобігання подібної міграції радіонуклідів передбачені спеціальні санітарно-технічні бар'єри. Вони утворюють послідовний ланцюг радіаційного контролю і санітарно - технічних заходів, які повинен виконувати персонал. Приміщення станції поділяють на зони контрольованого доступу (ЗКД) та зони вільного доступу (ЗВД).

Один із найважливіших радіаційно-гігієнічних та технічних заходів, направлених на забезпечення безпеки праці при виконанні робіт, профілактику професійних захворювань, основний спосіб попередження контактного забруднення і внутрішнього надходження радіонуклідів в організм персоналу – це застосування засобів індивідуального захисту (ЗІЗ).

Всі ЗІЗ поділяються на основні та додаткові. В основний комплект ЗІЗ входять:

- комбінезон / костюм;
- спецбілизну;
- шапочка (чепчик);
- шкарпетки;
- черевики;
- гумові рукавички;
- носові хустки разового використання;
- ЗІЗ органів дихання (респіратори);
- зимовий спецодяг: ватяна фуфайка, штани (при необхідності).

У додатковий комплект ЗІЗ входять:

- спецодяг з ПВХ-пластикату або з армованих плівкових матеріалів (нарукавники, фартухи, полухалати, напівкомбінезони і т.д.);
- захисні рукавички (гумові потовщені);
- спецвзуття з ПВХ пластика або армованих плівкових матеріалів (панчохи, сліди, бахіли);
- ізолюючі ЗІЗ (пневмомаски, пневмошоломи, пневмокостюми);
- кошти для захисту очей (окуляри, захисні щитки).

Під час зварювальних робіт і різання металу, забрудненого радіонуклідами, персонал повинен бути забезпечений спеціальними ЗІЗ зварювальника з іскростійких матеріалів, що підлягають дезактивації.

Найбільш доцільно використовувати спецодяг з білої бавовняної тканини. Вона повинна мати маркування «ЗСР», мінімальна кількість швів, застібок, кишень і інших деталей, в яких можуть накопичуватися радіоактивні речовини, що утрудняють дезактивацію виробу.

При використанні основний спецодягу необхідно дотримуватися таких правил:

- не використовувати спецодяг, що має пошкодження, або з відсутніми гудзиками або шнурками;
- не влаштовувати і не обривати рукава костюмів (комбінезонів), застібати спецодяг на всі гудзики;
- шапочку (чепчик) повністю надягати на голову, волосся заправляти під шапочку (чепчик);

5.2 Електробезпека на АЕС

Електробезпека – система організаційних і технічних заходів і засобів, що забезпечують захист людей від шкідливої і небезпечної дії електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля і статичної електрики.

Нормативні документи, що регламентують вимоги з електробезпеки, це ПУЕ-2017, НПАОП 40.1-1.21-98, НПАОП 40.1-1.01-97, НПАОП-40.1-1.32-01.

На АЕС з ВВЕР-1000 передбачені наступні мережі електропостачання споживачів власних потреб:

- електромережа 380/220В, 50Гц із заземленою нейтраллю для надійного живлення споживачів першої групи споживачів (можлива перерва в живленні на час не більше ніж доли секунди);
- електромережі 220, 110, 48, 24В постійного струму для живлення першої групи споживачів;
- електромережі 6кВ і частотою 50 Гц з ізолюваною нейтраллю і електромережі напругою 380/220В і частотою 50 Гц з глухо заземленою нейтраллю для надійного живлення споживачів другої групи (можлива перерва в живленні на час від 15 сек. до декількох хвилин);
- електромережі напругою 6 кВ і частотою 50 Гц з ізолюваною нейтраллю та електромережі напругою 380/220В і частотою 50 Гц із глухо заземленою нейтраллю для живлення споживачів третьої групи (не пред'являють особливих вимог).

Для забезпечення вимог з електробезпеки застосовуються наступні технічні засоби та організаційні заходи:

- захисне заземлення типи IT, TT та TN);
- вирівнювання потенціалів;
- електричне розділення мереж;
- захисне відключення;
- електрична ізоляція струмовідних частин ЕУ;
- компенсація струмів замикання на землю.;
- огорожувальні пристрої;
- попереджувальна сигналізація;
- блокування;
- знаки безпеки, тощо.

Майже всі приміщення реакторного відділення та машинного залу відносяться до «особливо небезпечних». Небезпека ураження електричним струмом пов'язана з такими факторами як підвищене тепловиділення обладнання, підвищена вологість, можливість одночасного дотику працівника до електропровідних частин електроустаткування з одного боку, та до заземлених частин трубопроводів, повітропроводів та іншого металевого обладнання з іншого боку.

Для захисту людей від ураження електричним струмом передбачені наступні заходи захисту: живляча проводка виконана прихованою (закладеною в стіни, штукатурка завтовшки 10 мм); всі електричні з'єднання ізолювані (опір ізоляції не менше 1 кОм на 1 В), місця з'єднання проводів доступні для огляду; вибір струмовідних проведення за нормативними умовами роботи (за робочою напругою і струмом) і за умовами роботи при коротких замиканнях (температура нагріву провідників при короткому замиканні для проводів з мідними жилами і полівінілхлоридною ізоляцією повинна бути не вище 1500 °С); неізолювані струмовідні елементи недоступні (з'єднання проводів закриті і знаходяться в недоступних місцях); кабелі проведені до оператора в ізоляційних трубах, в закритих конструкціях підлоги; вживані кабелі і дроти по своїх нормованих, гарантованих і розрахункових характеристиках відповідають умовам роботи обчислювальної апаратури.

5.3 Безпека на АЕС в надзвичайних ситуаціях

Безпека в надзвичайних ситуаціях на АЕС регламентується планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС), розробленим у відповідності до вимог діючих Правил з техногенної безпеки. Основними складовими ПЛАС є розробка технічних рішень та організаційних заходів з ліквідації наслідків та локалізації аварійних ситуацій, а також технічних рішень та організаційних заходів щодо оповіщення, евакуації та дій персоналу

у разі виникнення НС, а також визначення основних заходів з пожежної безпеки.

5.3.1 Технічні рішення та організаційні заходи щодо організації

ефективної роботи системи оповіщення персоналу у разі виникнення надзвичайних ситуацій

Для підвищення безпеки в надзвичайних ситуаціях (НС) пропонується встановлення системи оповіщення (СО) виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення НС здійснюється відповідно до Положення про організацію оповіщення про загрозу виникнення або виникнення надзвичайних ситуацій та зв'язку у сфері цивільного захисту.

При обладнанні виробничих будівель системою оповіщення, їх необхідно поділяти на зони оповіщування з урахуванням об'ємнопланувальних рішень будинків, шляхів евакуації, поділення на протипожежні відсіки тощо, згідно з ДБН В.1.1-7:2016.

Як правило, СО вмикається автоматично від сигналу про пожежу, який формується системою пожежної сигналізації або системою пожежогасіння. Також з приміщення оперативного (чергового) персоналу СО (диспетчера пожежного поста) слід передбачати можливість запуску СО вручну, що забезпечує надійну роботу СО не тільки при пожежі, а і у разі виникнення будь-якої іншої НС.

Згідно з вимогами ДБН В.1.1-7:2016 необхідно забезпечити можливість прямої трансляції мовленнєвого оповіщення та керівних команд через мікрофон для оперативного реагування в разі зміни обставин або порушення нормальних умов евакуації виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу про НС здійснюється за допомогою світлових та/або звукових оповіщувачів - обладнуються всі виробничі приміщення.

Текст оповіщення людей про НС повторюється безперервно протягом всього часу евакуації людей. Перед подачею мовного повідомлення повинен подаватись сигнал привертання уваги.

Кількість звукових та мовленнєвих оповіщувачів, їх розміщення та потужність повинні забезпечувати необхідний рівень звуку в усіх місцях постійного або тимчасового перебування виробничого персоналу.

У місцях, де є небезпека механічного ушкодження оповіщувачів, повинен бути забезпечений їх захист, що не порушує працездатності оповіщувачів.

Настінні звукові та мовні оповіщувачі кріпляться на висоті не менше 2,2 м від підлоги, при цьому відстань від стелі до оповіщувача повинна становити не менше 150 мм.

Допускається використовувати евакуаційні світлові покажчики, що автоматично вмикаються при отриманні СО командного імпульсу про початок оповіщення про НС та аварійному припиненні живлення робочого освітлення.

Електропостачання, заземлення, занулення, вибір та прокладання мереж оповіщення приймаються згідно з вимогами до систем пожежної сигналізації за ДБН В.2.5-56:2014 "Системи протипожежного захисту".

Електропостачання СО здійснюється за I категорією надійності згідно з діючими "Правилами улаштування електроустановок споживачів" (ПУЕ) від двох незалежних джерел енергії: основного - від мережі змінного струму, резервного - від акумуляторних батарей тощо.

Тривалість роботи СО від резервного джерела енергії у черговому режимі має бути не менш 24 годин.

Звукові оповіщувачі повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 54-3:2003 "Системи пожежної сигналізації. Частина 3. Оповіщувачі пожежні звукові".

Звукові сигнали СО повинні забезпечувати загальний рівень звуку не менше 75 дБ на відстані 3 м від оповіщувача, але не більше 120 дБ у будь якій точці виробничого приміщення. При цьому для забезпечення чіткої чутності звукові сигнали СО повинні забезпечувати рівень звуку не менше ніж на 15 дБ

вище допустимого рівня звуку постійного шуму у захищуваному приміщенні. Вимір проводиться на висоті 1,5 м від підлоги.

5.3.2 Обов'язки та дії персоналу при НС

У разі виявлення ознак НС працівник, який їх помітив, повинен:

- негайно повідомити про це засобами зв'язку органи ДСНС вказати при цьому адресу, кількість поверхів, місце виникнення НС, наявність людей, а також своє прізвище;
- повідомити про НС керівника, адміністрацію, пожежну охорону підприємства;
- організувати оповіщення людей про НС;
- вжити заходів щодо евакуації людей та матеріальних цінностей;
- вжити заходів щодо ліквідації НС з використанням наявних засобів.

Керівник та пожежна охорона установи, яким повідомлено про виникнення пожежі, повинні:

- перевірити, чи викликані підрозділи ДСНС;
- вимкнути у разі необхідності струмоприймачі та вентиляцію;
- у разі загрози життю людей негайно організувати їх евакуацію та їх рятування, вивести за межі небезпечної зони всіх працівників, які не беруть участь у ліквідації НС;
- забезпечити дотримання техніки безпеки працівниками, які беруть участь у ліквідації НС;
- організувати зустріч підрозділів ДСНС та надати їм допомогу у локалізації та ліквідації НС.

Після прибуття підрозділів ДСНС повинен бути забезпечений безперешкодний доступ їх до місця, де виникла НС.

5.3.3 Вимоги щодо правил поведінки персоналу та дій населення при аваріях на АЕС

При аваріях на АЕС та підприємствах атомної промисловості з викидом у зовнішнє середовище радіоактивних продуктів можливе радіоактивне зараження за межами території станції. Це може призвести до опромінення населення і забруднення навколишнього середовища.

При отриманні сигналу про аварію на АЕС робоча зміна ховається у сховищах, а населення – у захисних спорудах. При цьому одягаються засоби індивідуального захисту, забезпечується необхідний запас, їжі, води, предметів першої необхідності. Слід пам'ятати, що дози опромінення значно менші при перебуванні людей у будинках та спорудах. На зараженій місцевості потрібно використовувати засоби індивідуального контролю та не ходити без крайньої потреби по вулиці. При виході зі сховища потрібно вдягати засоби індивідуального захисту органів дихання та шкіри. Режим поведінки людей на місцевості, зараженій радіонуклідами, їх трудова діяльність, час перебування у сховищах та укриттях, інші питання вирішуються органами самоврядування на підставі даних штабів цивільної оборони. В цей час з населенням проводиться медична профілактика шляхом прийому антирадіаційних препаратів до і після опромінення.

У зв'язку з тим, що територія в радіусі 30 км підлягає тривалому радіоактивному зараженню, основним засобом захисту є евакуація. В першу чергу евакуйовуються діти дошкільного віку. В цьому разі збірні евакопункти не створюються, а евакуація проводиться безпосередньо від будинків. Евакуація проводиться на автомашині і пішки у два етапи. На першому етапі людей підвозять транспортом до контрольно-перевірною пункту і висаджують там. На другому етапі евакуйовані проходять дозиметричний контроль, медичний огляд, при необхідності санітарну обробку і чистим транспортом розвозяться по пунктам розселення.

При проведенні ліквідації використовують протигazi, респіратори, костюми Л-1. Одягати і знімати їх дозволяється у спеціально відведених

місцях. Після закінчення робіт необхідно пройти дозиметричний контроль для визначення ступеня ураження засобів індивідуального захисту, шкіри, потім пройти санітарну обробку.

5.3.4 Пожежна безпека

Пожежна безпека на АЕС регламентується ВБН В.1.1-034-2003, НАПБ 03.005-2002, ГНД 34.03.307-2004 «Протипожежні норми проектування атомних електростанцій із водо-водяними енергетичними реакторами», а також ППБ АС- 95 «Правила пожежної безпеки при експлуатації атомних станцій».

Пожежна безпека має гарантувати в разі виникнення пожежі можливість виконання системами, важливими для безпеки АЕС, своїх функцій та попередження відмов систем через загальні причини.

Для досягнення необхідного рівня пожежної безпеки на кожній АЕС має використовуватися концепція глибокоєшелонованого захисту від пожежі, яка спрямована на вирішення таких завдань: запобігання пожежі, своєчасне виявлення пожежі, її локалізація і ліквідація в найкоротший строк автоматичними і ручними засобами пожежогасіння, мінімізація збитку від пожежі, забезпечення такого рівня захисту систем і устаткування, важливих для безпеки, який дасть змогу при розвинутій пожежі забезпечити зупинку РУ і підтримку її в безпечному стані протягом всієї тривалості пожежі і після її ліквідації.

Реалізація концепції глибокоєшелонованого протипожежного захисту на кожній АЕС має здійснюватися за такими напрямками: проведення аналізу пожежної безпеки об'єктів станції, розробка і здійснення на його основі заходів, спрямованих на підвищення рівня пожежної безпеки атомної станції; розробка і своєчасний перегляд документації з питань забезпечення пожежної безпеки (інструкцій, положень, оперативних планів і карток гасіння пожежі, планів протипожежного захисту, стандартів підприємства і ін.); створення служби пожежної безпеки, пожежно – технічної комісії, добровільної

пожежної дружини; укладення договорів про організацію державної пожежної охорони на АЕС; забезпечення протипожежної підготовки персоналу АЕС; проведення протипожежних тренувань персоналу АЕС, у тому числі спільних з підрозділами державної пожежної охорони; обладнання об'єктів АЕС зовнішнім і внутрішнім протипожежним водопроводом, установками виявлення і гасіння пожежі, первинними засобами пожежогасіння, здійснення комплексу заходів з підтримки цих систем і устаткування в постійній готовності до своєчасного виявлення і ліквідації пожежі; упровадження та забезпечення нормованої межі вогнестійкості пасивних засобів боротьби з виникненням і розповсюдженням пожежі: протипожежних стін, перегородок, дверей, вогнезатримувальних клапанів, вогнезахисного покриття, ущільнень технологічних і кабельних проходок і т.ін.; розробка і здійснення заходів щодо забезпечення пожежної безпеки при проведенні вогневих та інших пожежонебезпечних робіт; при виконанні робіт з ремонту, реконструкції, розширення і нового будівництва об'єктів і устаткування АЕС; здійснення постійного контролю на всіх рівнях за дотриманням протипожежного режиму, встановленого на АЕС, ужиття негайних заходів щодо усунення виявлених порушень протипожежних вимог норм і правил.

5.3.5 Організаційні заходи щодо забезпечення пожежної безпеки

Згідно з рекомендаціями МАГАТЕ для забезпечення пожежної безпеки АЕС має бути розроблена програма підвищення пожежної безпеки, яка повинна суворо виконуватися протягом усього терміну експлуатації АЕС.

На АЕС з урахуванням її пожежної небезпеки наказами або загальнооб'єктовою інструкцією має бути встановлений відповідний протипожежний режим, з урахуванням вимог визначених документом «Правила пожежної безпеки при експлуатації атомних станцій»

5.3.6 Основні вимоги пожежної безпеки до реакторного відділення

Для забезпечення безпечної зупинки РУ при пожежі конструкції, системи і елементи, важливі для безпеки, мають бути захищені засобами протипожежного захисту з урахуванням таких умов:

- пожежа не повинна впливати на однотипну групу елементів СБ, необхідних для досягнення і підтримки умов безпечної зупинки при роботі РУ, на потужності з БЩУ або РЩУ;
- забезпечується можливість протягом 72 годин з моменту виявлення несправності провести ремонт конструкцій і елементів каналів СБ, необхідних для досягнення і підтримки умов безпечної зупинки РУ з БЩУ або РЩУ;
- виконане розділення устаткування СБ протипожежними перешкодами з межею вогнестійкості REI 90. Мають бути вжиті заходи із забезпечення необхідної межі вогнестійкості металевих елементів протипожежних перешкод;
- приміщення СБ мають бути захищені автоматичними установками виявлення і гасіння пожежі. Можливість зупинки РУ в умовах пожежі:
- створення і підтримка умов підкритичного стану ядерного реактора, збереження і компенсація запасу теплоносія, розхолодження РУ, приведення в дію СБ протягом 72 годин і підтримка такого режиму надалі;
- під час зупинки після гасіння пожежі значення параметрів і характеристик систем (елементів) і РУ в цілому не мають виходити за проектні межі, установлені технічним проектом для аварій;
- СБ мають забезпечувати функції безпеки, у тому числі і від резервних джерел живлення, протягом 72 годин;

пожежа не повинна впливати на устаткування і СБ, що забезпечують переведення РУ в режим зупинки, або дія пожежі на ці системи не повинна впливати на здатність СБ протягом 72 годин перевести РУ в режим зупинки.

ВИСНОВКИ

У процесі дослідження було проведено огляд та аналіз існуючих типів систем відведення теплоти від активної зони реакторної установки, а також вивчено приклади реалізації таких систем на реакторних установках різних типів. Була вибрана оптимальна концепція та оцінена її ефективність на основі проведеного аналізу.

Для розробки проектних рішень щодо впровадження системи відведення теплоти було проведено розрахунково-аналітичне обґрунтування безпеки та надійності роботи такої системи за допомогою коду RiskSpectrum PSA (ver.1.1.4). Отримані результати свідчать про можливість успішної реалізації системи відведення теплоти від активної зони реакторної установки ВВЕР-1000 з використанням запропонованої концепції.

Отже, розробка та впровадження СПВТ від АкЗ з РУ ВВЕР-1000 може забезпечити покращення безпеки та ефективності роботи реакторної установки, зменшення витрат на енергоносії та збільшення тривалості її роботи без потреби в додаткових ресурсах і можливості роботи системи при відсутності джерел електропостачання.

Результати досліджень можуть бути використані для покращення функціонування реакторної установки та забезпечення її безпеки.

Також слід зазначити, що будь-яка інженерна методологія завжди залишає простір для розвитку, пов'язаного з розширенням та покращенням знань в сфері безпеки та розвитком нових технологій.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ-ПОСИЛАНЬ

1. Усовершенствованная реакторная установка с ВВЭР 1000 для 2-ой очереди Балаковской АЭС (проект В-392Б). / Ю. Драгунов та ін.
2. Свириденко, И.И. Классификация систем пассивного отвода остаточных тепловыделений ЯЭУ / И.И. Свириденко / Зб. наукових праць Севастопольського нац. ун-ту ядерної енергії та промисловості. — 2007. — Вип. 2(22). — С. 169 — 181.
3. IAEA-TECDOC-626. Safety related terms for advanced nuclear plants. — Vienna, 1991. — p. 15 — 18.
4. НП 306.2.141-2008. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций.
5. Luciano Burgazzi. Nuclear power – practical aspects. Chapter: Reliability of Passive Systems in Nuclear Power Plants. Publisher: INTECH, 2012 (pp.23-58).
6. Усовершенствованная реакторная установка с ВВЭР 1000 для 2-ой очереди Балаковской АЭС (проект В-392Б). / Ю. Драгунов та ін. Подольск : ФГУП ОКБ «Гидропресс».
7. Атомэнергопроект. Нововоронежская АЭС. Проект «АЭС-2006». Общее описание.
8. IAEA-TECDOC-1677. Natural Circulation Phenomena and Modeling for Advanced Water Cooled Reactors. — Vienna: IAEA, 2012. — 438 p.
9. ЕР49-2007.110.ОД.2. Хмельницкая АЭС. Энергоблок № 1. Отчет по анализу безопасности. Глава 4. Анализ проектных аварий. «Пересмотр баз данных по ядерной паропроизводящей установке (ЯППУ) и гермообъему (ГО) энергоблока №1 ОП ХАЭС». База данных по ЯППУ.
10. ЕР49-2007.120.ОД.2. Хмельницкая АЭС. Энергоблок № 1. Отчет по анализу безопасности. Глава 4. Анализ проектных аварий. «Пересмотр баз данных по ядерной паропроизводящей установке (ЯППУ) и гермообъему (ГО) энергоблока №1 ОП ХАЭС». База данных по гермообъему.

11. Дополнительная целевая переоценка безопасности энергоблоков ОП ЗАЭС с учетом уроков, извлеченных из аварии на АЭС Фукусима-1. Глава 3. Анализ развития аварий, связанных с потерей электропитания или/и конечного поглотителя тепла. ОЦПБ-0.41.001.03 / М-во топлива и энергетики Украины; ГП «НАЭК «Энергоатом»». —2011. — 238 с.
12. Дополнительная целевая переоценка безопасности энергоблоков ОП РАЭС с учетом уроков, извлеченных из аварии на АЭС Фукусима-1. Глава 3. Потеря электропитания и/или конечного поглотителя тепла. ОЦПБ-0.41.002.03 / М-во топлива и энергетики Украины; ГП «НАЭК «Энергоатом»». —2011. — 432 с.
13. Дополнительная целевая переоценка безопасности энергоблоков ОП ХАЭС с учетом уроков, извлеченных из аварии на АЭС Фукусима-1. Глава 3. Потеря электропитания и/или конечного поглотителя тепла. ОЦПБ-0.41.004.0303 / М-во топлива и энергетики Украины; ГП «НАЭК «Энергоатом»». —2011. — 260 с.
14. Дополнительная целевая переоценка безопасности энергоблоков ОП ЮУАЭС с учетом уроков, извлеченных из аварии на АЭС Фукусима-1. Глава 3. Потеря электропитания и/или конечного поглотителя тепла. ОЦПБ-0.41.003.03 2011 / М-во топлива и энергетики Украины; ГП «НАЭК «Энергоатом»». —2011. — 288 с.
15. IAEA-TECDOC-1677. Natural Circulation Phenomena and Modeling for Advanced Water Cooled Reactors. — Vienna: IAEA, 2012. — 438 p.
16. Accident Sequence Evaluation Program, Human Reliability Analysis Procedure, NUREG/CR-4772, February 1987.
17. Hannaman, GW, Spurgin, AJ, i Fragola, JR, Systematic Human Action Reliability Procedure (SHARP), NP-3583, Electric Power Research Institute, 1984.
18. IAEA Safety Series 50-P-10, «Human Reliability Analysis in Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants» 1995 .

19. 24.2.42.ОБ.19.01.09. Хмельницька АЕС. Енергоблок №2. Остаточний звіт з аналізу безпеки. Глава 19. Імовірнісний аналіз безпеки та аналіз запроектних аварій. Частина 1. Імовірнісний аналіз безпеки. Аналіз надійності персоналу.
20. 43-923.203.254.МД.13. Хмельницкая АЭС. Энергоблок №2. Окончательный отчет по анализу безопасности. Методическое руководство. Анализ надежности персонала.
21. NUREG/CR-6928. Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U.S. Commercial Nuclear Power Plants. Idaho National Laboratory
22. 24.2.42.ОБ.19.01.08. Хмельницька АЕС. Енергоблок №2. Остаточний звіт з аналізу безпеки. Глава 19. Імовірнісний аналіз безпеки та аналіз запроектних аварій. Частина 1. Імовірнісний аналіз безпеки. Моделювання ДВ
23. SSG-3. Разработка и применение вероятностной оценки безопасности уровня 1 для атомных электростанций. МАГАТЭ, Вена, 2014.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

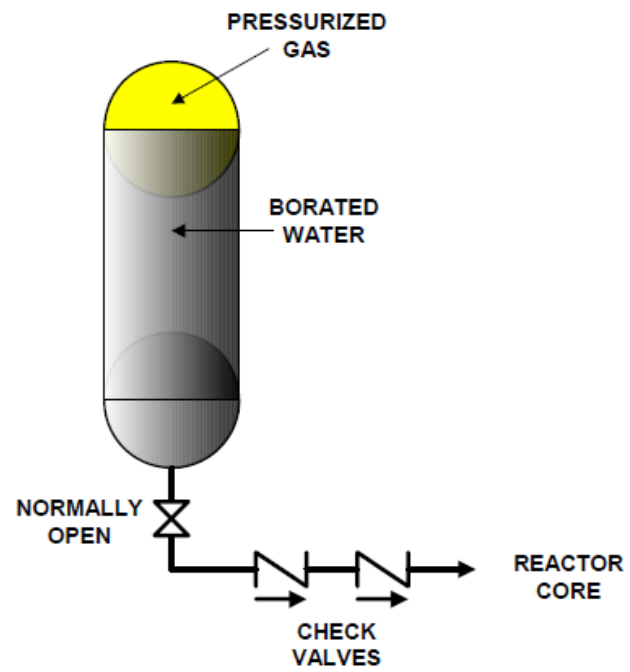


Рисунок А.1 – Принципова схема роботи гідроаккумулятора

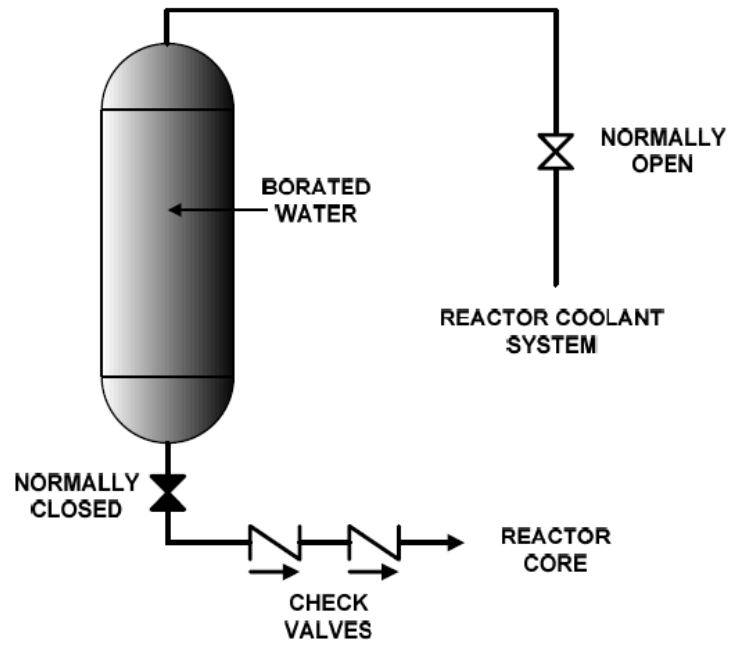


Рисунок А.2 – Принципова схема роботи «конвекційного» гідроаккумулятора

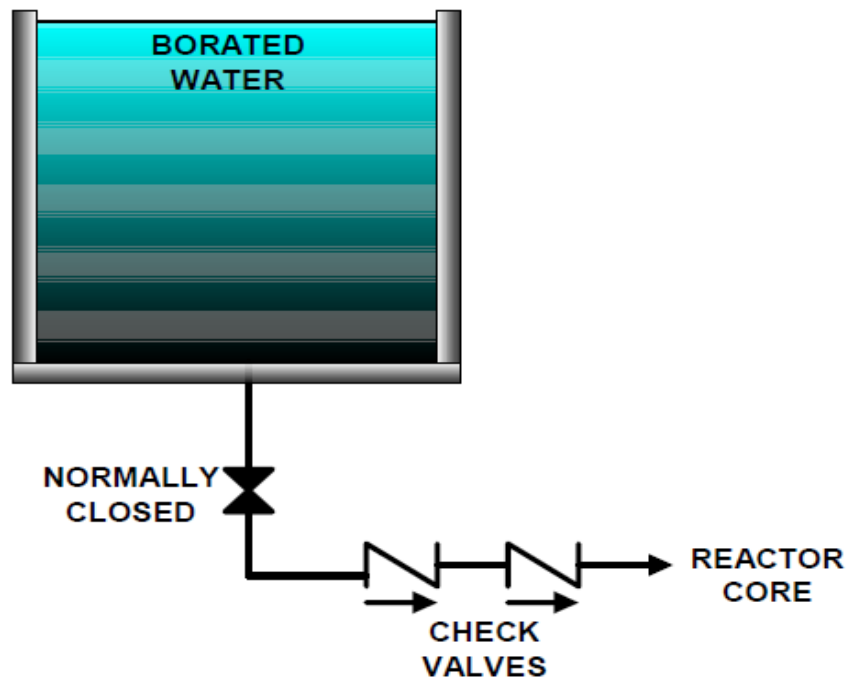


Рисунок А.3 – Принципова схема роботи «гравітаційного» бака

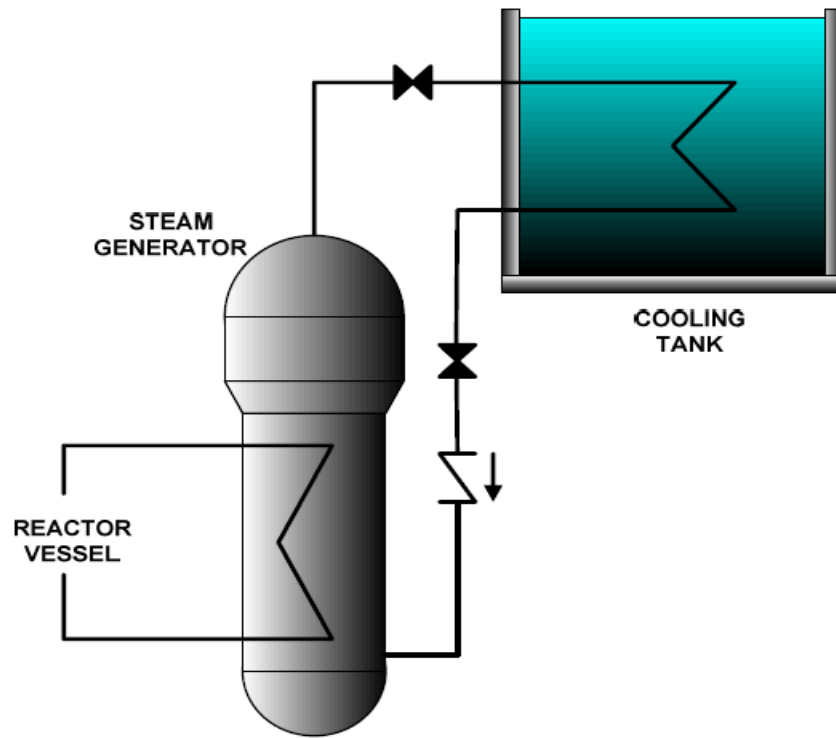


Рисунок А.4 – Принципова схема водоохолоджуючої СПВТ

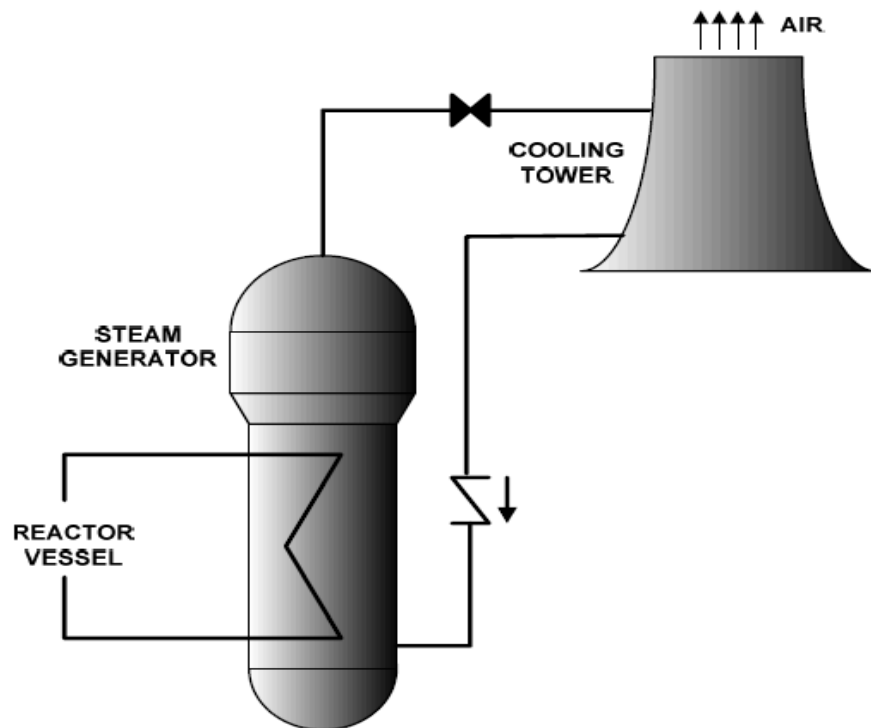


Рисунок А.5 – Принципова схема повітроохолоджуючої СПВТ

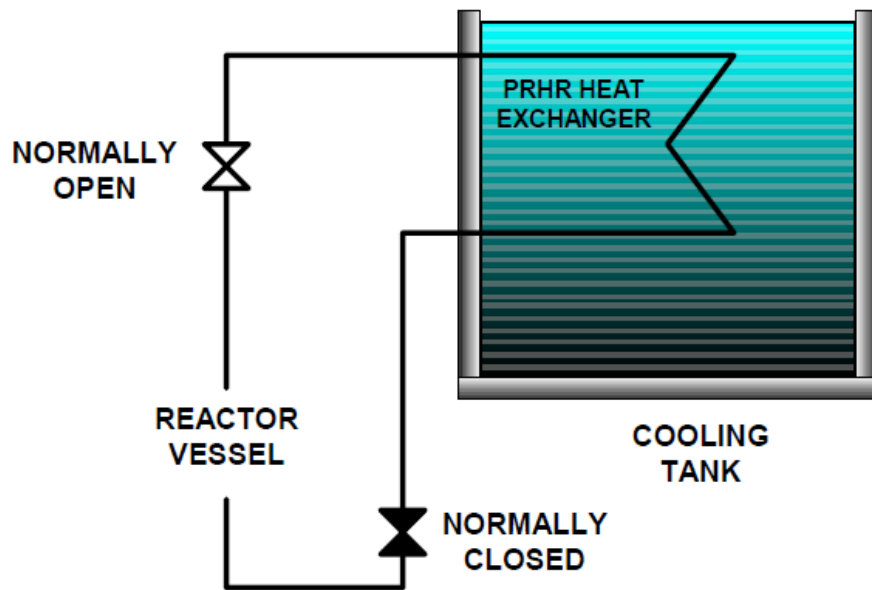


Рисунок А.6 – Принципова схема однофазної СПВТ

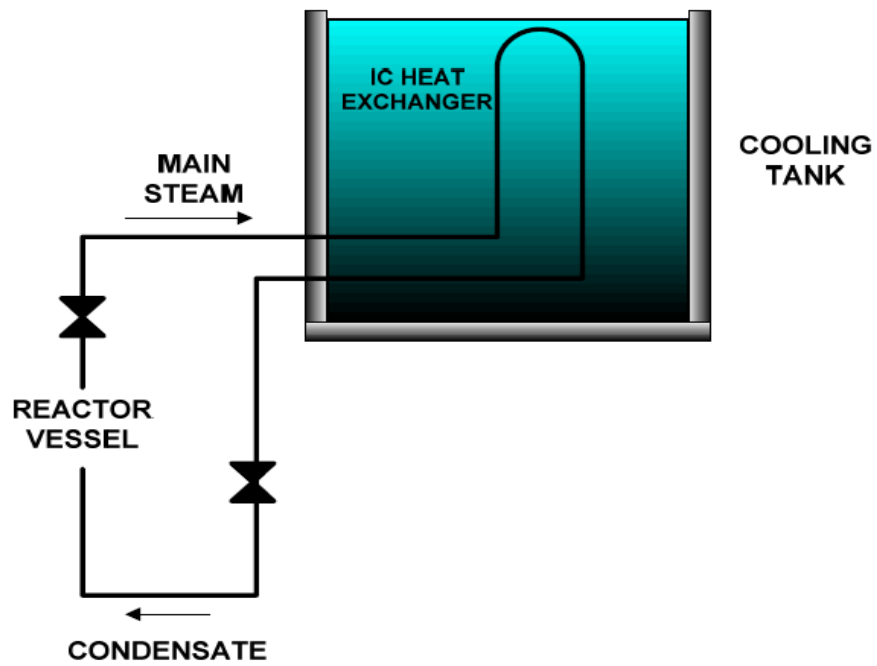


Рисунок А.7 - Принципова схема СПВТ киплячого реактора

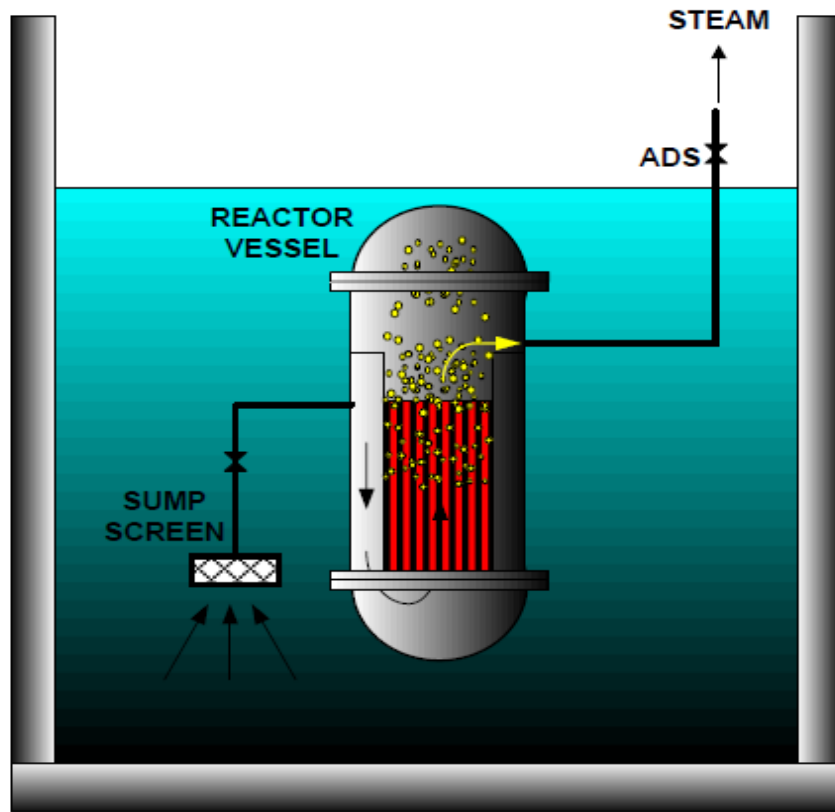
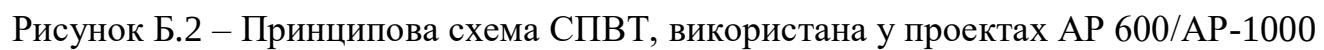


Рисунок А.8 – Принципова схема СПВТ із природною циркуляцією з бака-прямяка через реактор



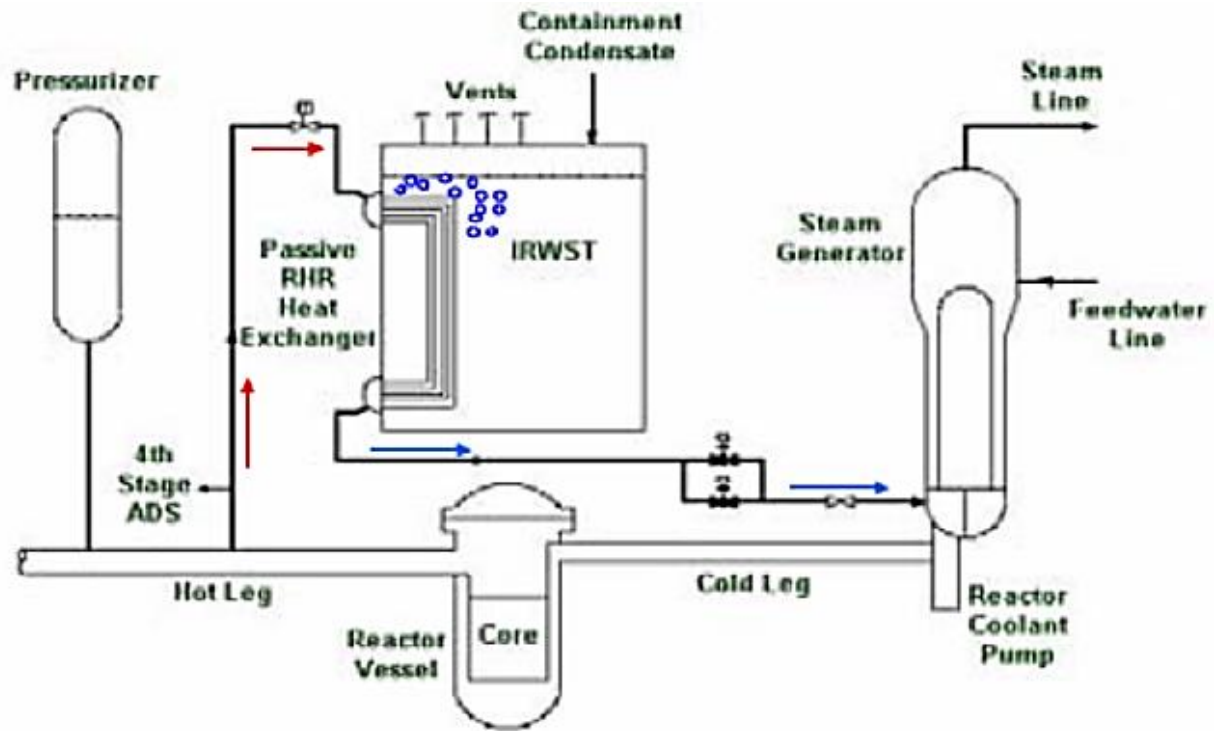


Рисунок Б.3 - Принципова схема СПВТ AP 600/AP-1000

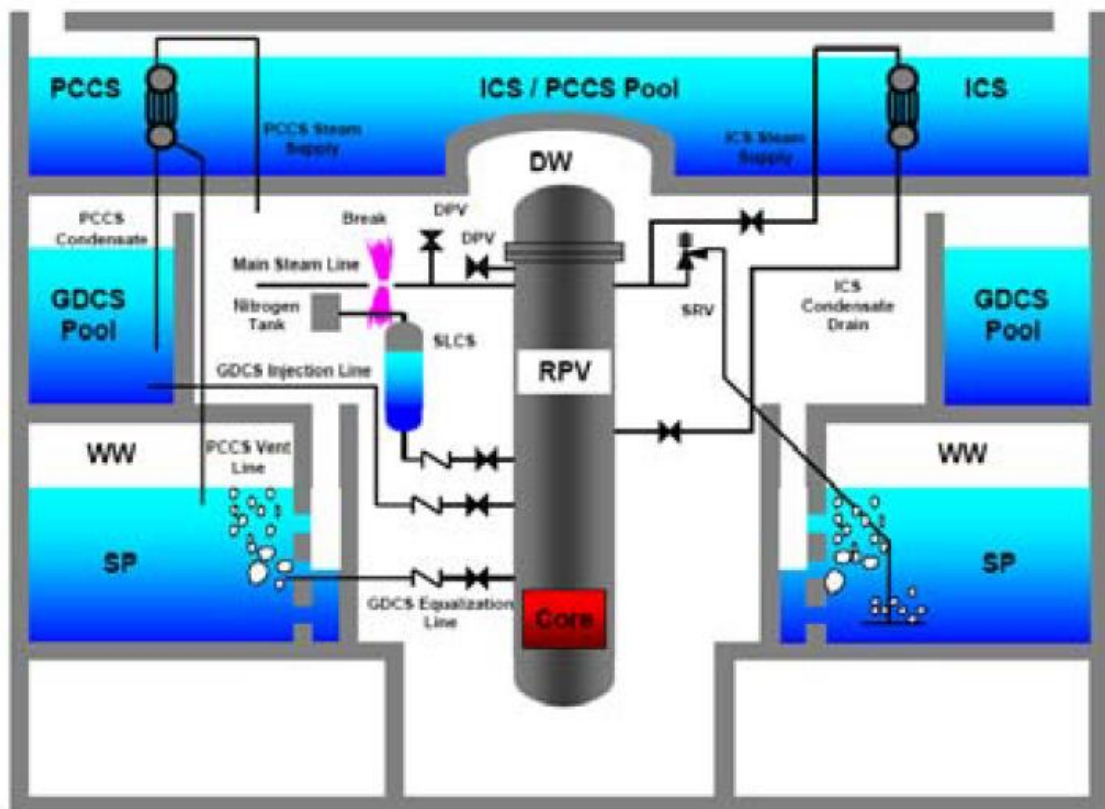


Рисунок Б.4 – Схематичне зображення пасивних систем ESBWR

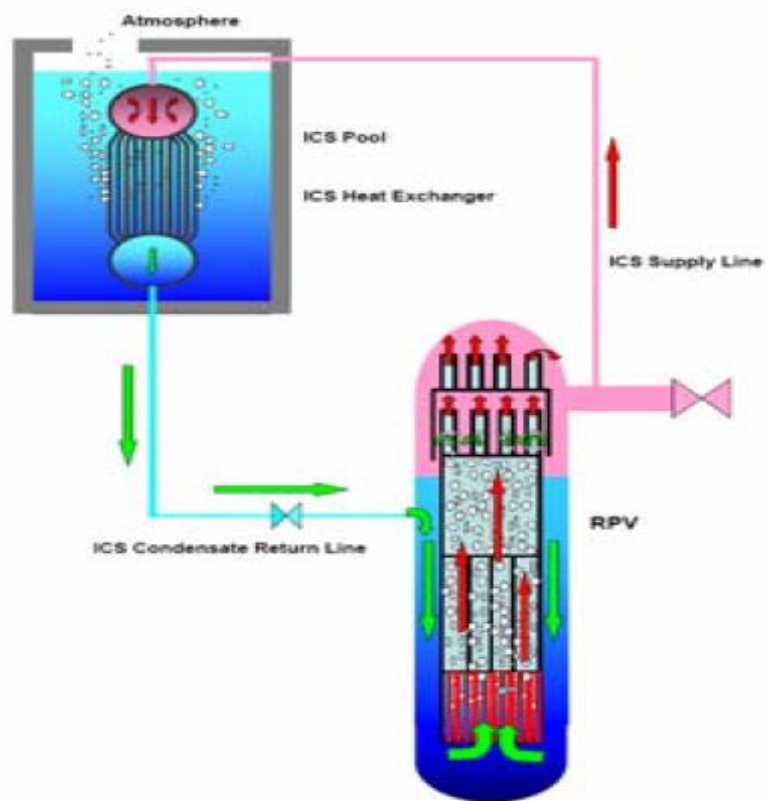


Рисунок Б.5 - Принципова схема СПВТ Ак3 ESBWR

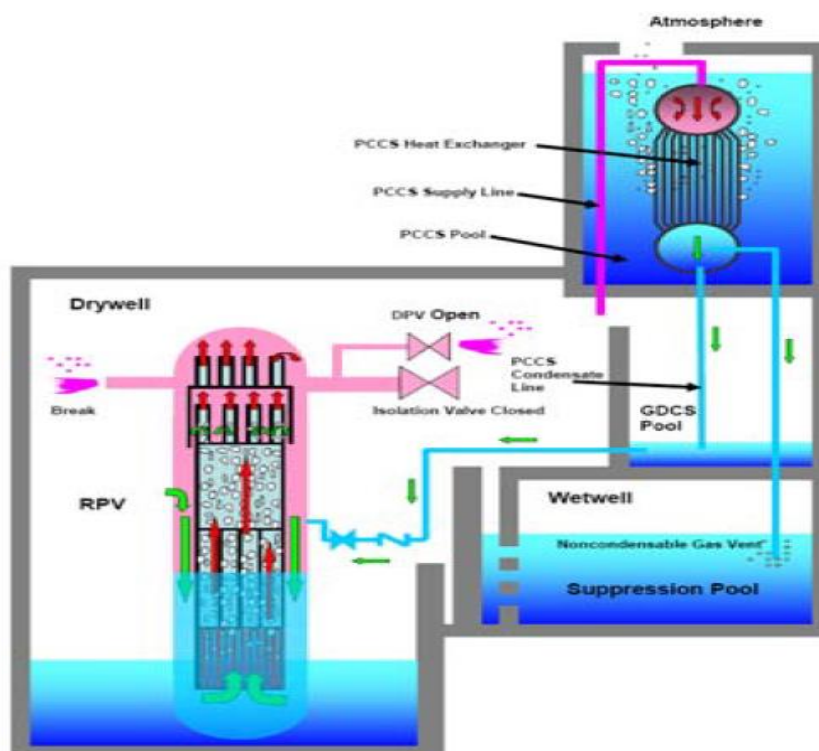


Рисунок Б.6 – Принципова схема СПВТ ГО ESBWR

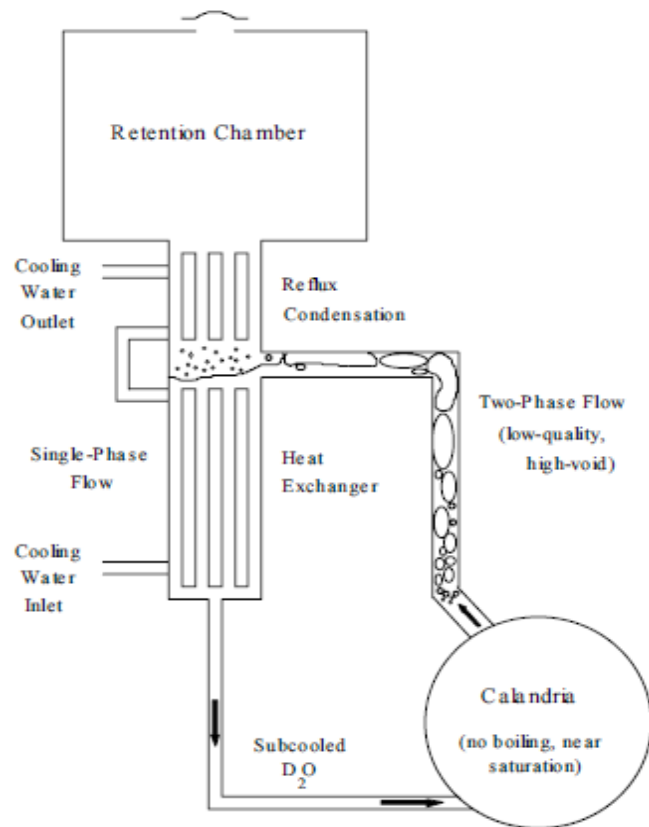


Рисунок Б.7 - Принципова схема системи пасивного охолодження сповільнювача.

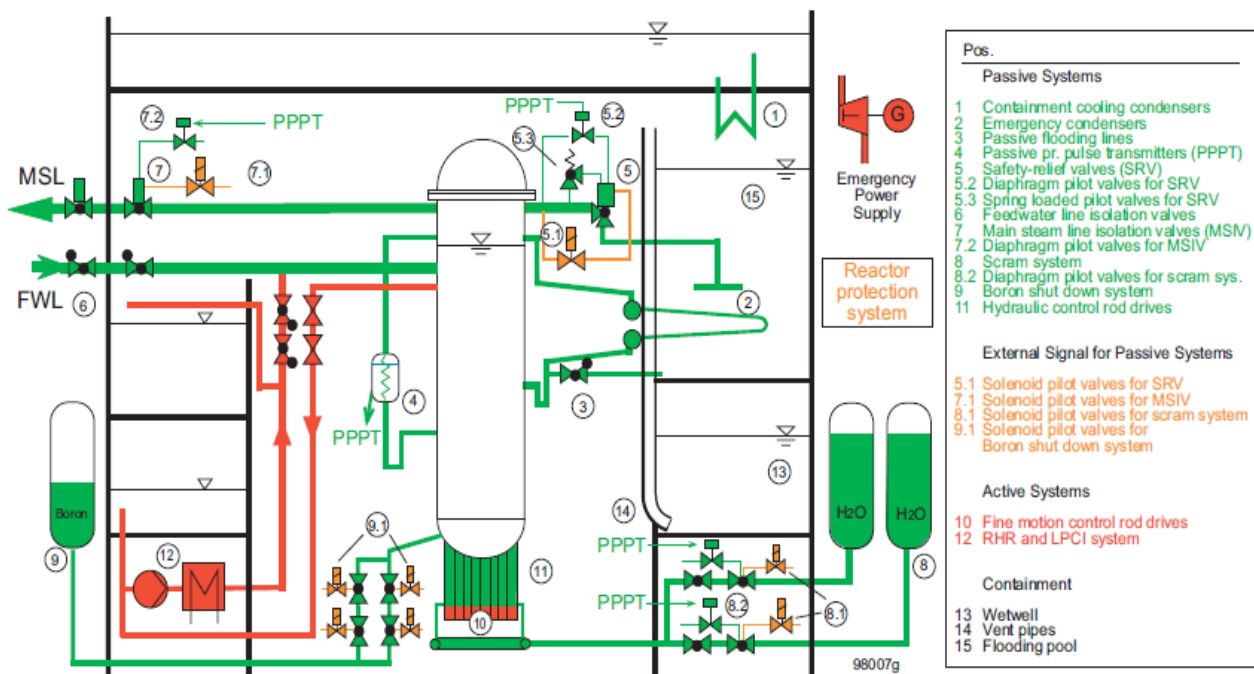


Рисунок - Принципова схема основних систем SWR-1000

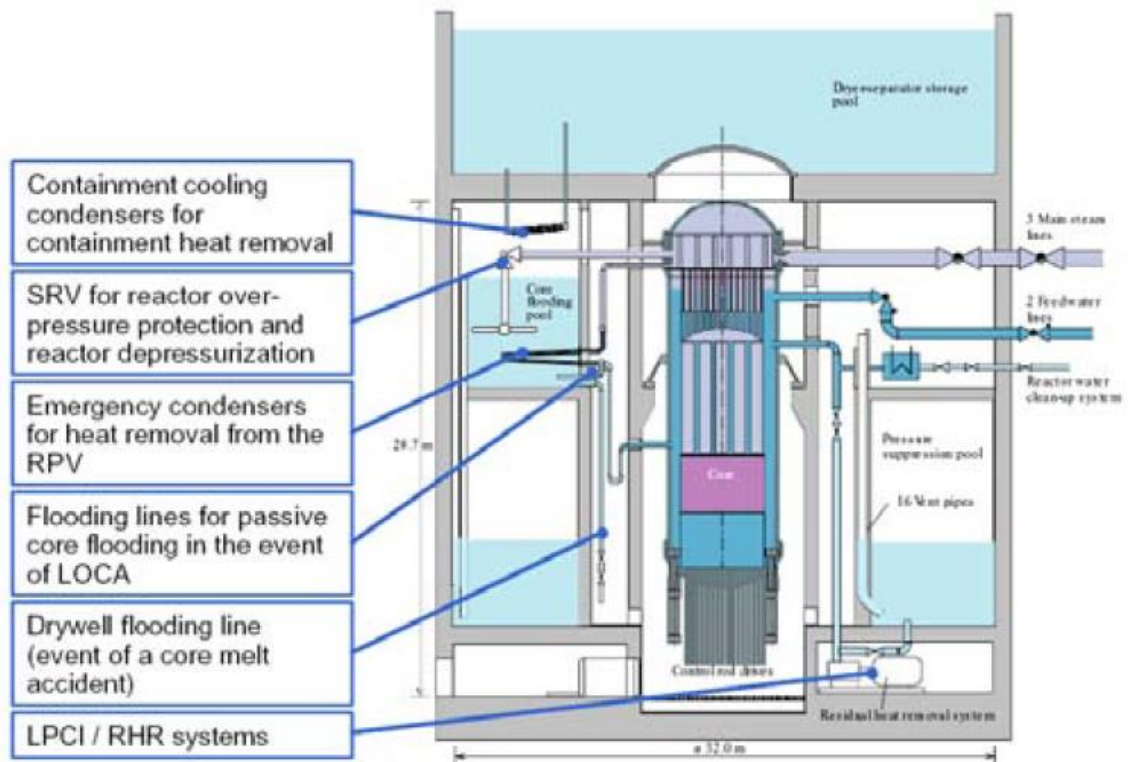


Рисунок Б.9 - Розташування обладнання пасивних систем SWR-1000

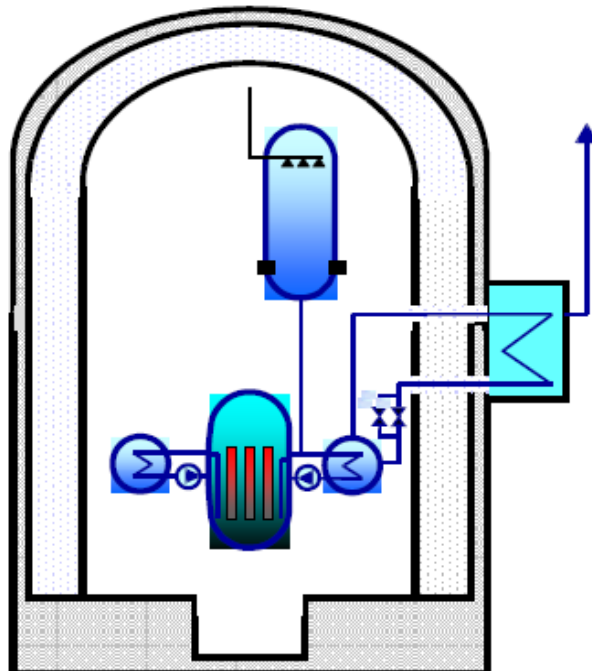


Рисунок Б.10 - Принципова схема СПВТ ПГ ВВЕР-640/В-407

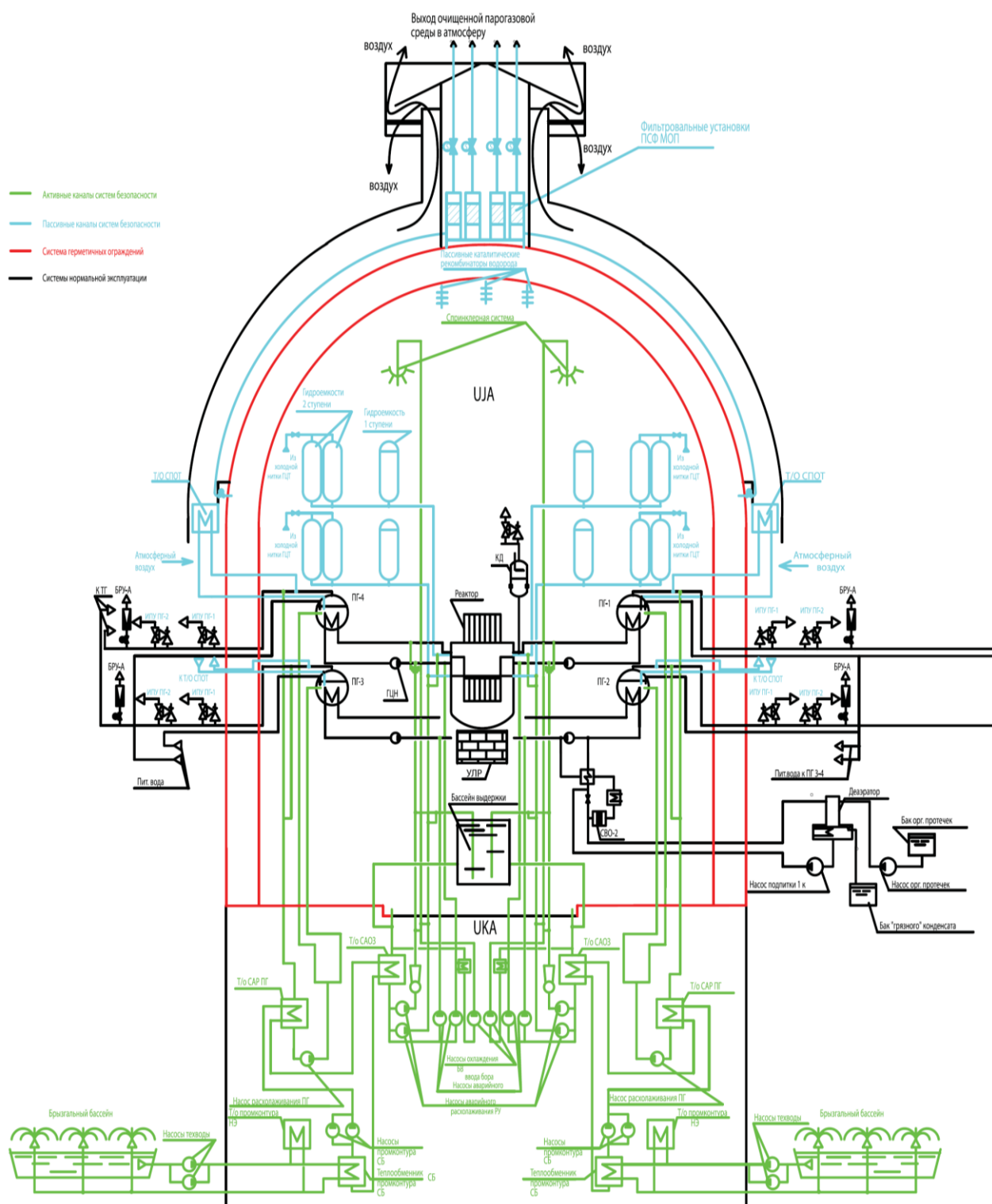
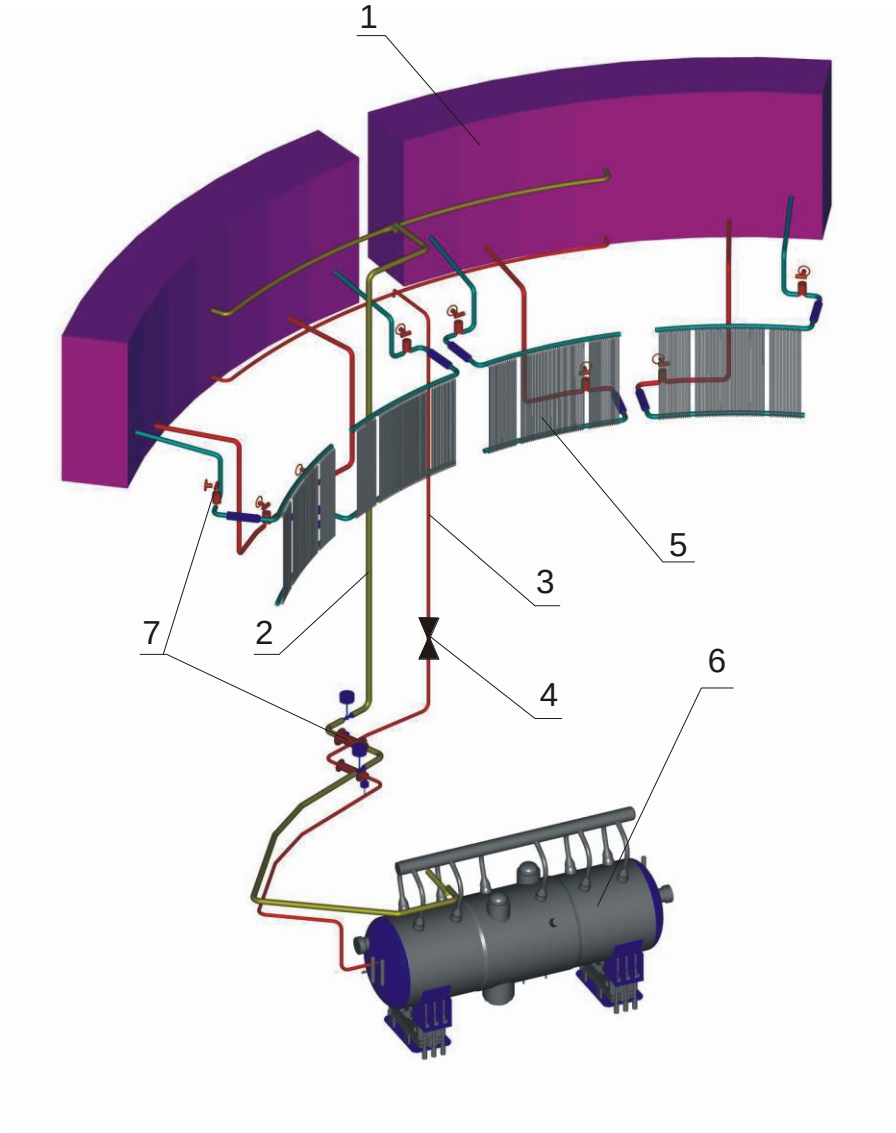


Рисунок Б.11 – Схема систем безпеки енергоблока В-392



1 – баки аварійного відведення тепла; 2 – паропроводи; 3 – трубопроводи конденсату;
 4 – клапани СПВТ ПГ; 5 – теплообмінники-конденсатори СПВТ захисної оболонки; 6
 – парогенератори; 7 – відсічна арматура.

Рисунок Б.12 – Принципова схема систем енергоблоку проекту В-491

ДОДАТОК В

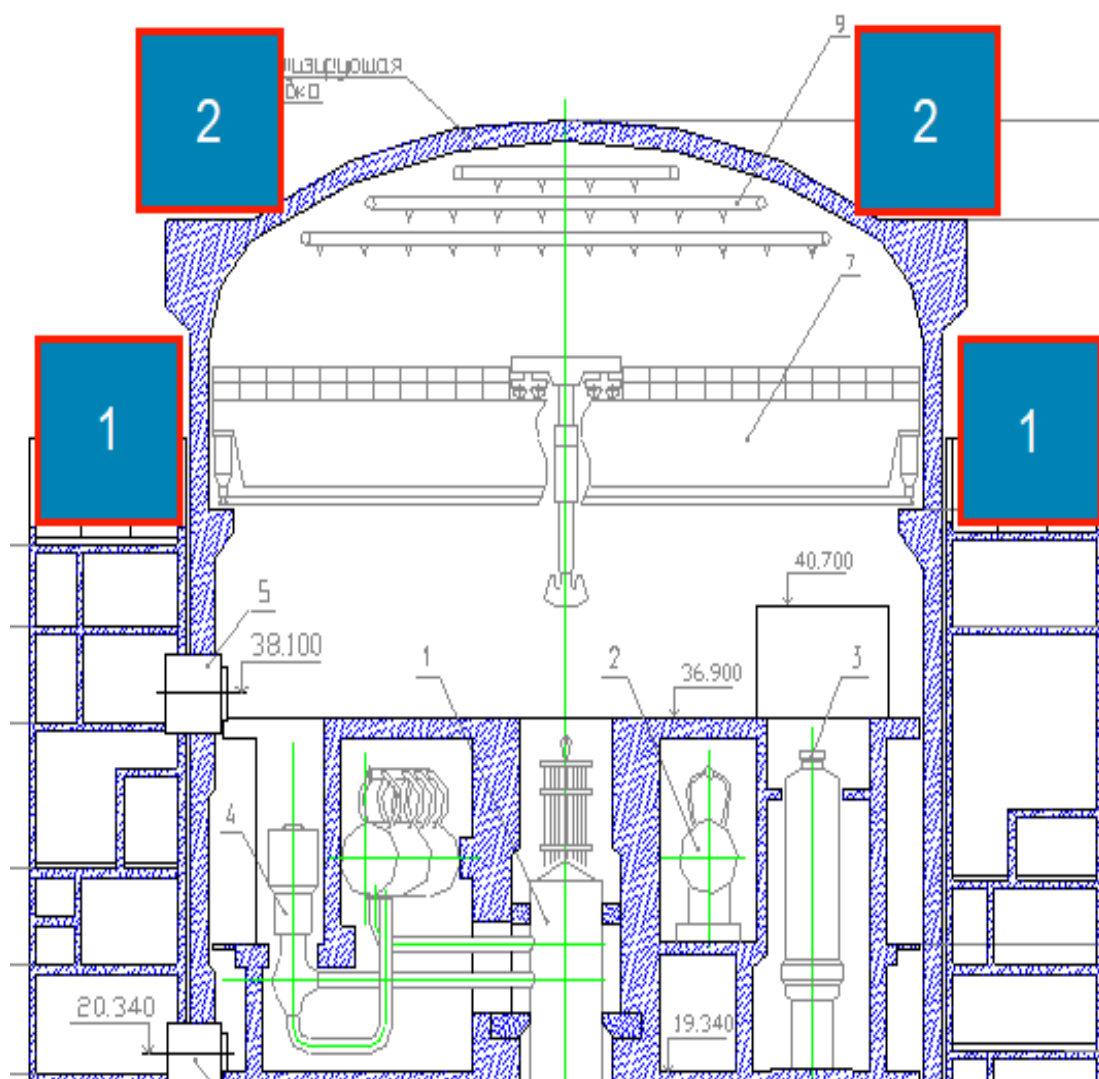


Рисунок В.1 – Можливі місця встановлення баків СПВТ

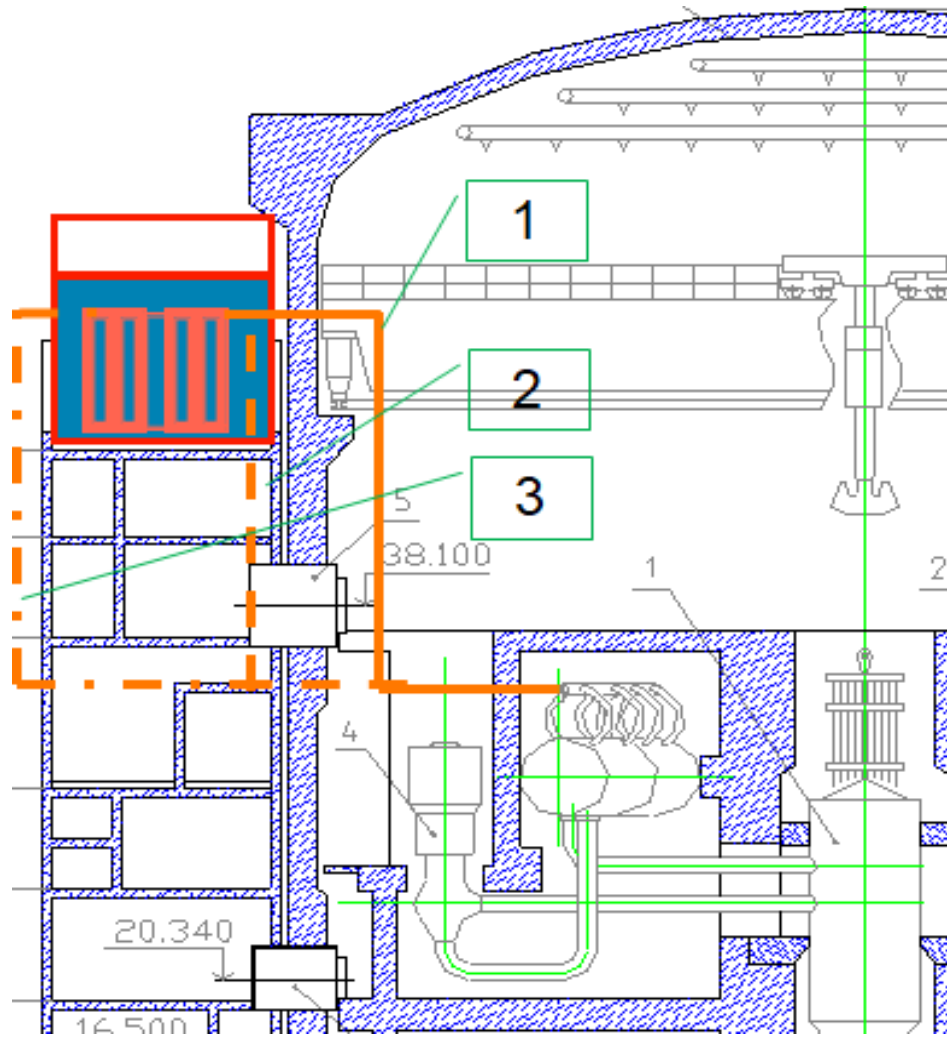
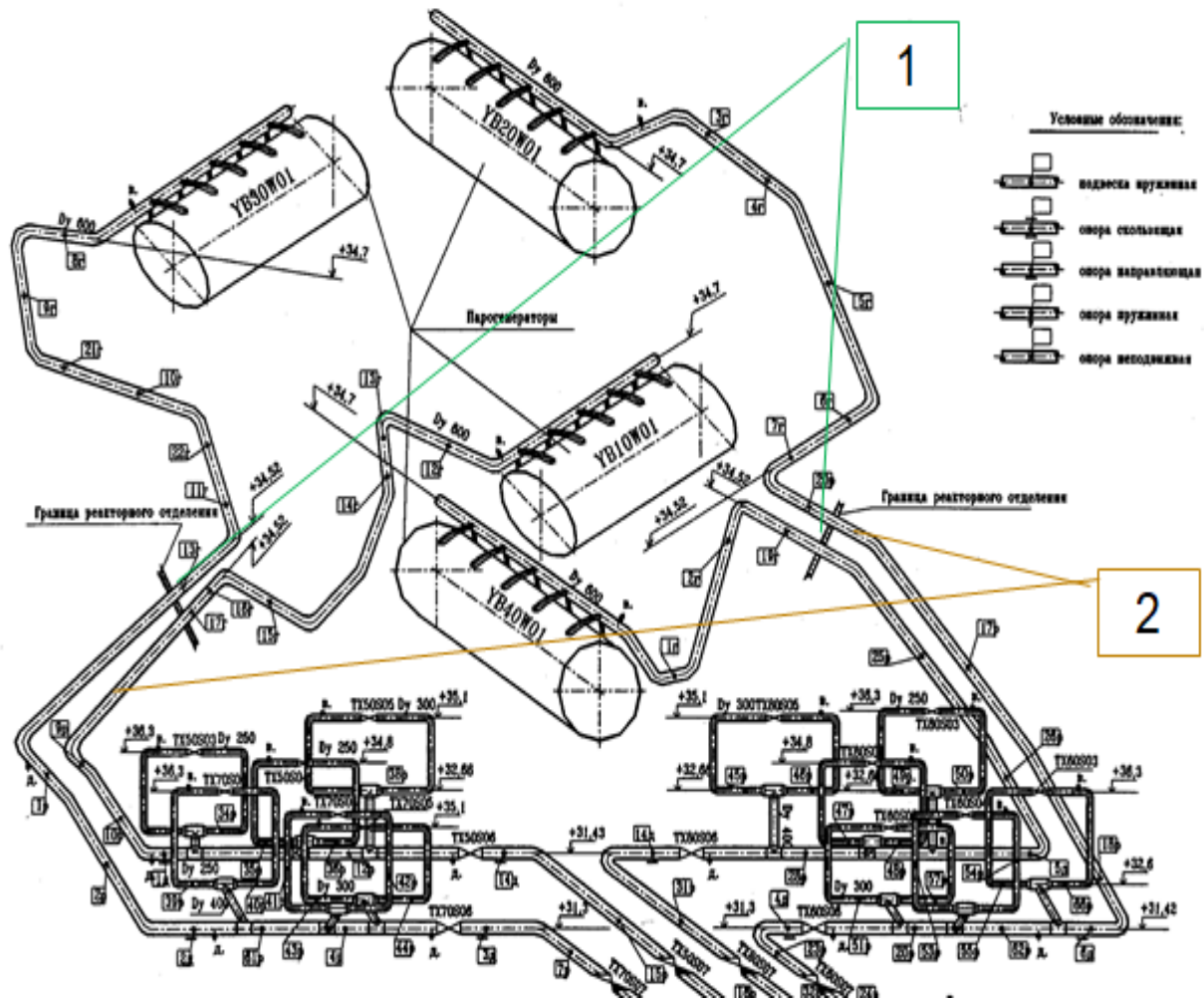


Рисунок В.2 – Можливі варіанти прокладання лінії подачі пари



1 – межа ГО, 2 – можливі місця підключення парових ліній СПВТ

Рисунок В.3 – Можливі місця підключення парових ліній СПВТ

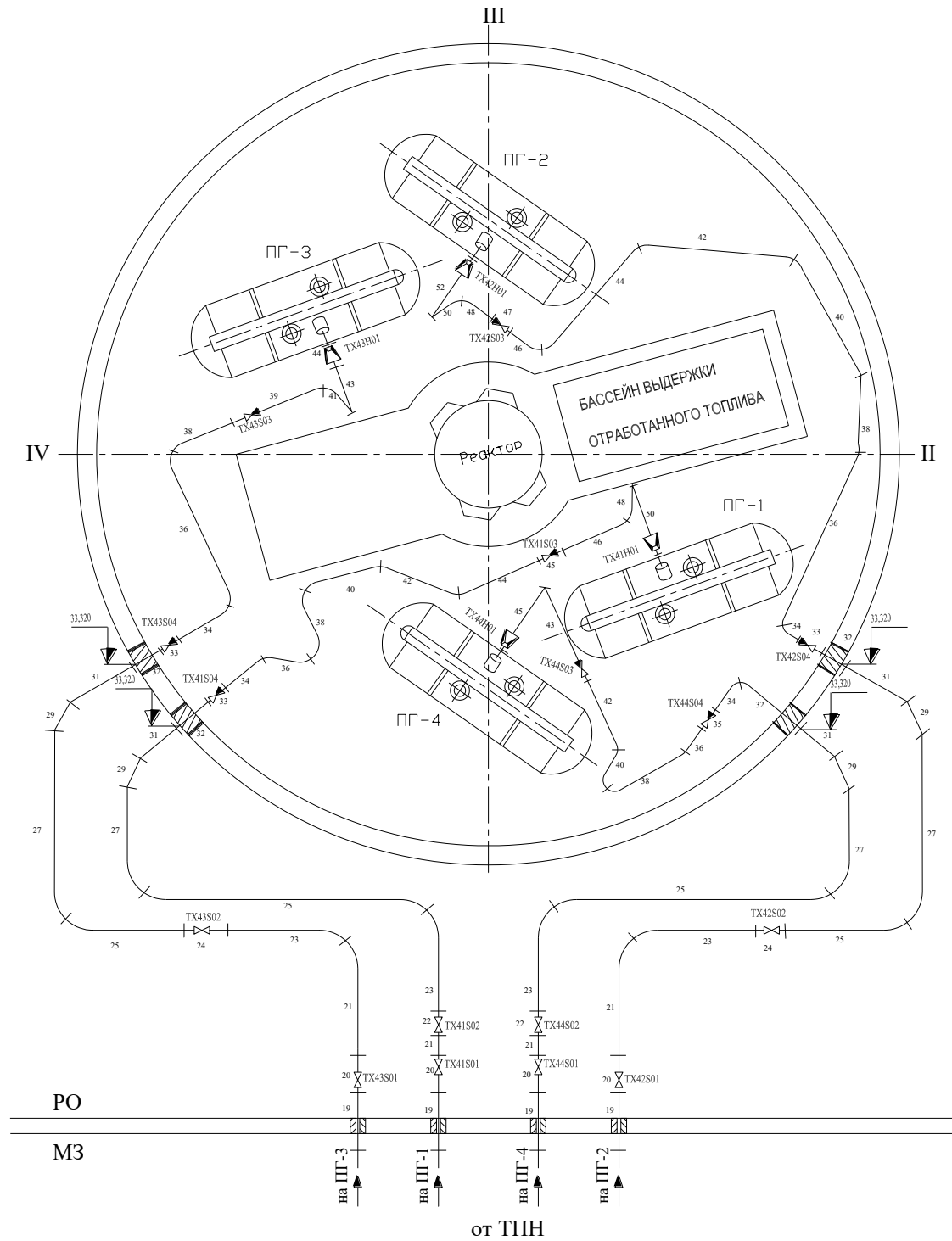
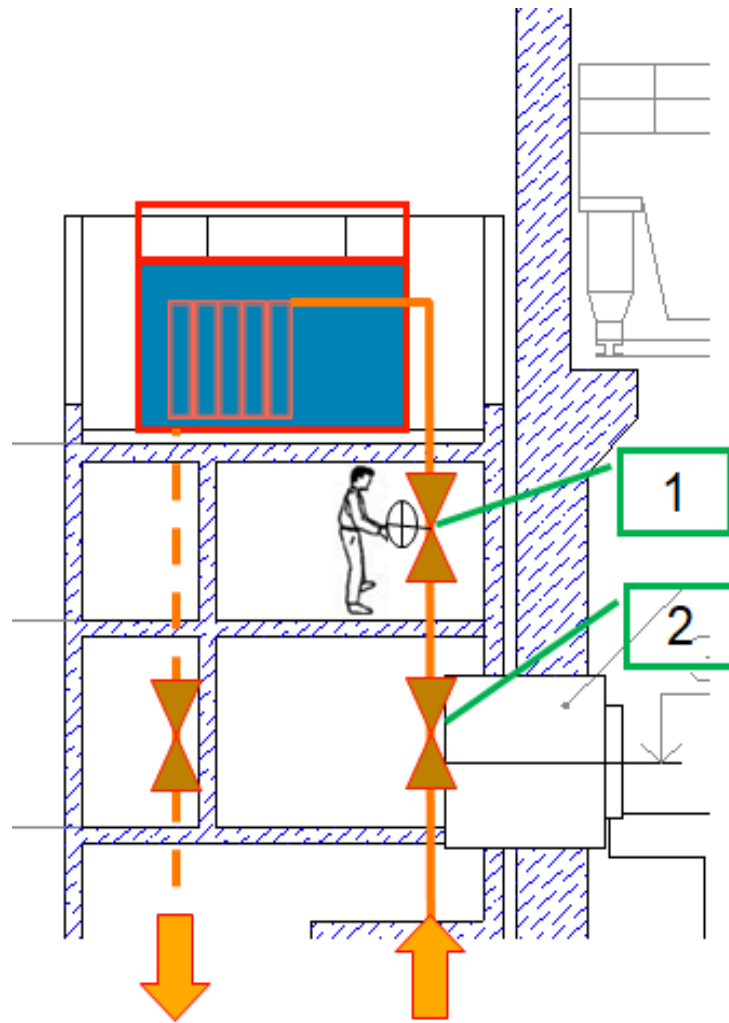


Рисунок В.4 – Возможные места подключения конденсатных линий СПВТ



1 – регулюючий клапан; 2 – відсічні (пускові) клапани

Рисунок В.5 – Схема встановлення клапанів на лінії СПВТ

ДОДАТОК Г

Код БП	Тип відмови	Група	Параметр надійності (P, λ)	Mean	Distribution type, Value	Джерело даних (група),	CCF, β-factor=0.1
CMD&A-S1, CMD&A-S2, CMD&A-S3	Відмова сигналу	CMD&A-SX	P	2.84E-05	Lognormal = 10	З використанням даних ХАЕС [4], шляхом розрахунку надійності відповідних ДВ	-
JNB10(20,30,40)AA101-O, JNB10(20,30,40)AA102-O	Відмова на відкриття	SRV FTO	P	7.71E-03	Lognormal = 10	З використанням даних NUREG/CR-6928 [2], SRV FTO	-
JNB10(20,30,40)AA801-C, JNB10A(20,30,40)A802-C, JNB10(20,30,40)AA803-C, JNB10(20,30,40)AA804-C	Відмова на закриття	SRV FTC	P	7.95E-4	Lognormal = 10	З використанням даних NUREG/CR-6928 [2], SRV FTO	JNB10-CCF-C (4/4)

Рисунок Г.1 - надійність компонентів СПВТ

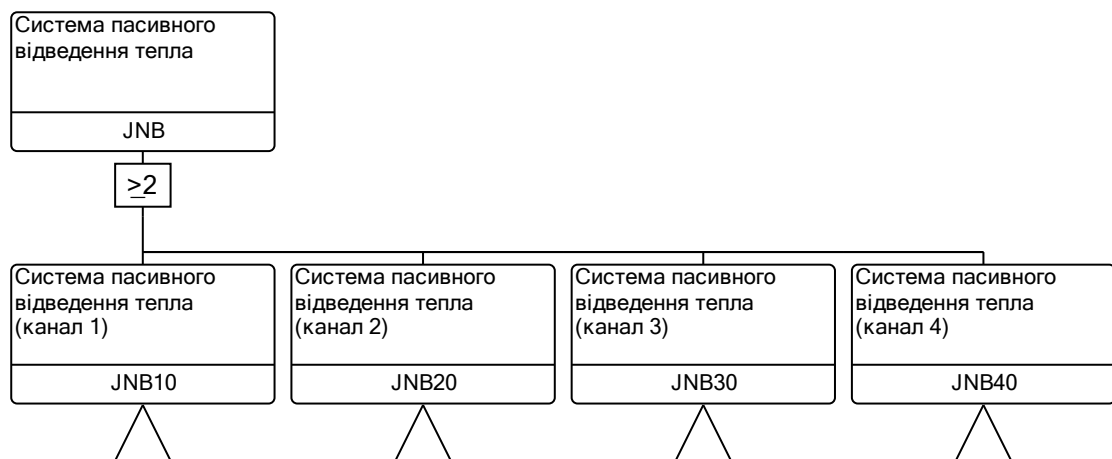


Рисунок Г.2 - Загальне Дерево відмов Системи Пасивного Відведення Тепла

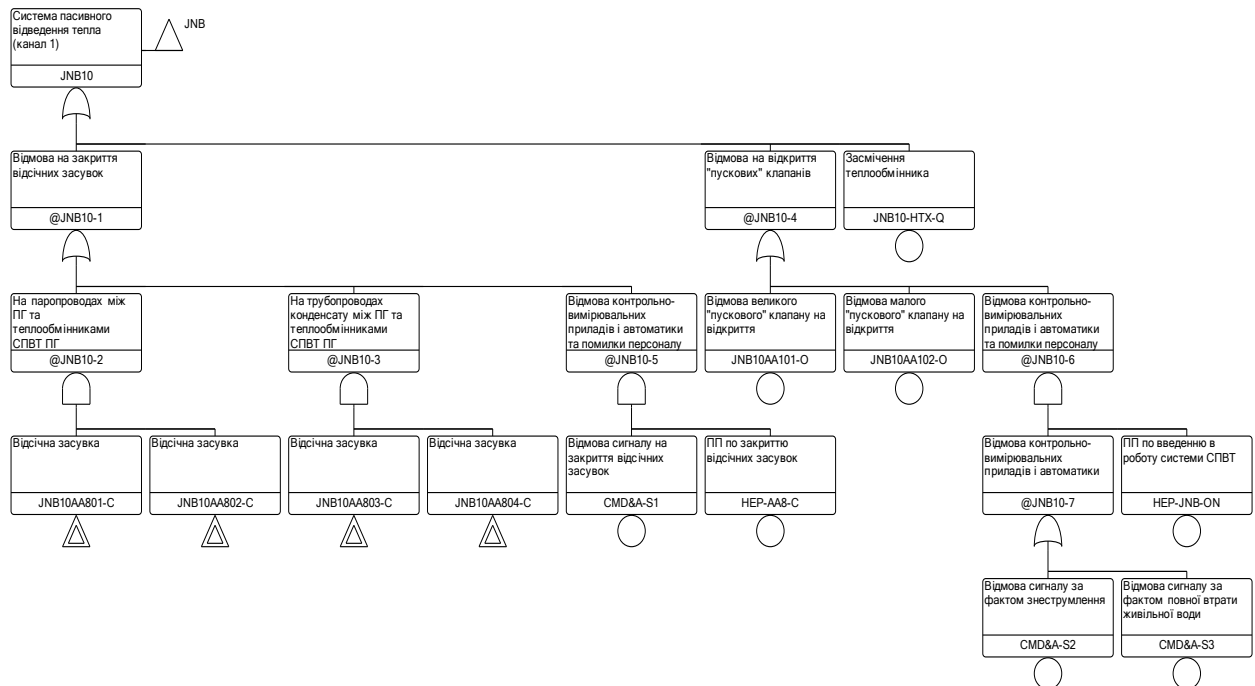


Рисунок Г.3 - Дерево відмов 1-го каналу Системи Пасивного Відведення Тепла

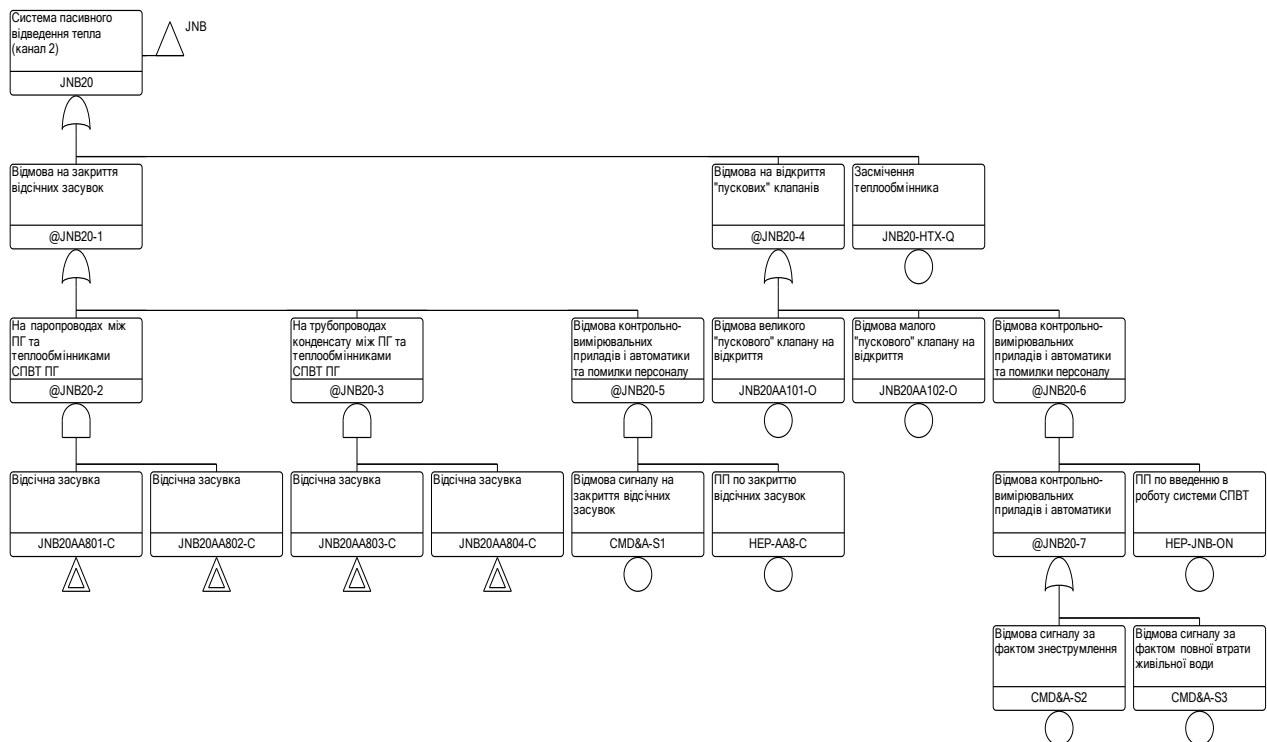


Рисунок Г.4 - Дерево відмов 2-го каналу Системи Пасивного Відведення Тепла

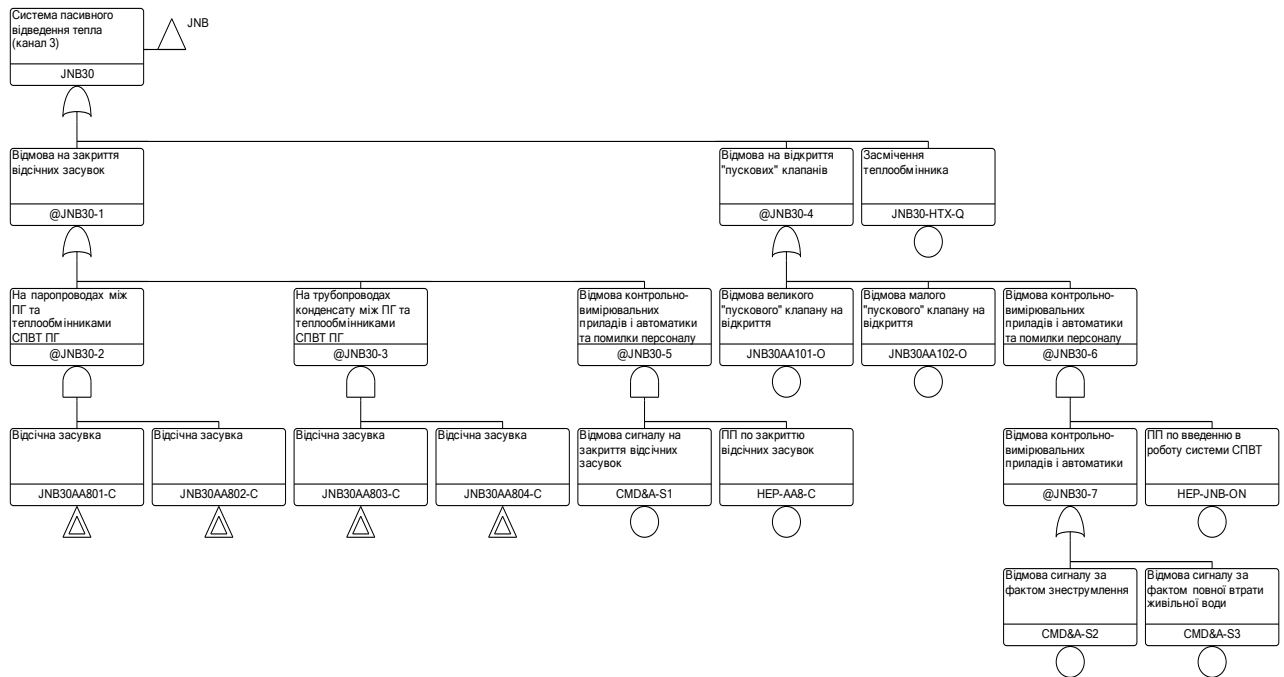


Рисунок Г.5 - Дерево відмов 3-го каналу Системи Пасивного Відведення Тепла

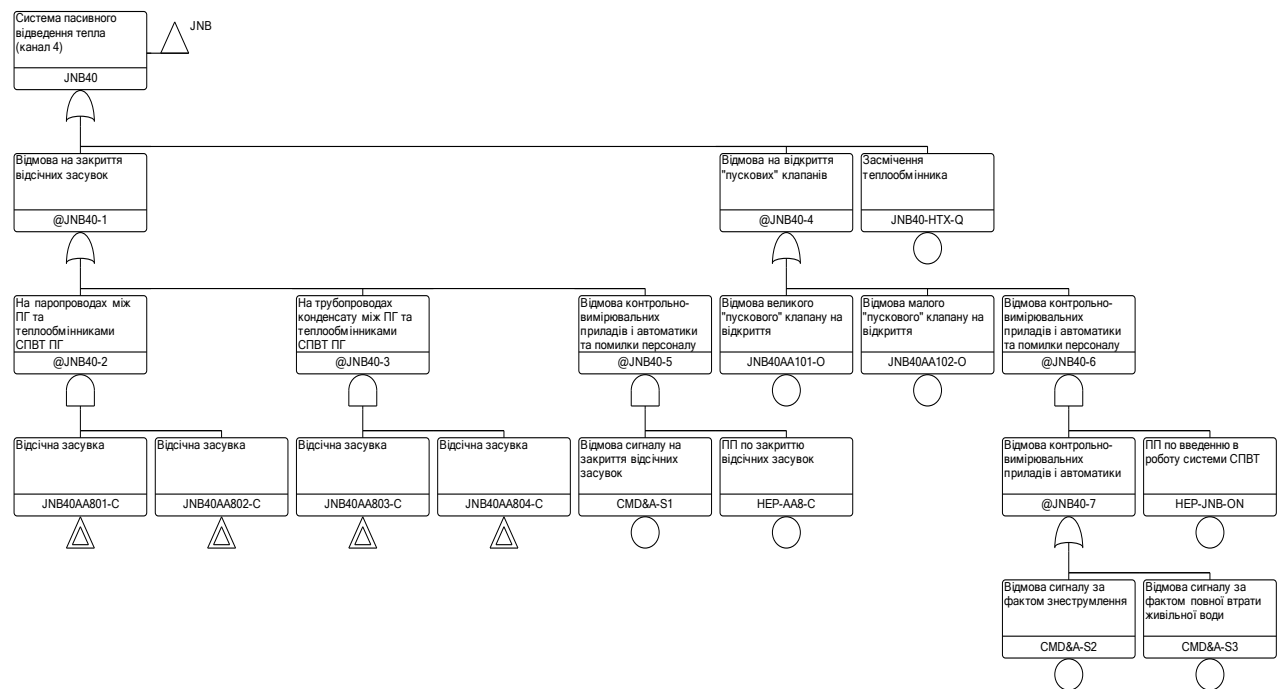


Рисунок Г.6 - Дерево відмов 4-го каналу Системи Пасивного Відведення Тепла

