

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ, ІНЖЕНЕРІЇ ТА ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЦИВІЛЬНОЇ ТА ПРОМИСЛОВОЇ БЕЗПЕКИ

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач випускової кафедри
_____ Б. Д. Халмурадов
«___» _____ 2020 р

ДИПЛОМНА РОБОТА
(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)

ВИПУСКНИКА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА
ЗА СПРЯМОВАНІСТЮ 101 «ЕКОЛОГІЯ»

Тема: «Оцінка техногенної небезпеки технологічного процесу виробництва електроенергії на ЮУ АЕС»

Виконавець: студент групи 211М ЦЗ Коропенко Олександр Сергійович
(студент, група, прізвище, ім'я, по батькові)

Керівник: к.м.н., професор Халмурадов Батир Данатарович
(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

Консультант з розділу «Охорона праці»: _____ В.Д. Павлиш

Нормоконтролер _____ В.Д. Павлиш
(підпис) (П.І.Б)

Київ 2020

НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет екологічної безпеки, інженерії та технологій

Кафедра цивільної та промислової безпеки

Напрямок: 101 «Екологія»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Б.Д. Халмурадов

«___» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання дипломної роботи

Коропенко Олександр Сергійович

1. Тема роботи «Оцінка техногенної небезпеки технологічного процесу виробництва електроенергії на ЮУ АЕС» затверджена наказом ректора від «02» жовтня 2020 р. №1895/ст.

2. Термін виконання роботи: з 05.10.2020 р. по 31.12.2020 р.

3. Вихідні дані роботи:

- провести оцінку техногенної небезпеки на ЮУ АЕС;
- сформулювати в роботі сучасні вимоги до забезпечення безпеки технологічного процесу;
- провести аналіз небезпек, надзвичайних та аварійних ситуацій на ЮУ АЕС;
- надати пропозиції та розробити заходи щодо підвищення безпеки на АЕС у надзвичайних ситуаціях .

4. Зміст пояснювальної записки:

- аналіз ЮУ АЕС;
- загальна характеристика виробництва та опис технологічного процесу;
- аналіз масштабів наслідків надзвичайних ситуацій техногенного характеру;
- аналіз стану техногенної безпеки об'єкта.

5. Перелік обов'язкового матеріалу: таблиці.

6. Календарний план – графік:

№ з/п	Завдання	Термін виконання	Підпис керівника
1	Постановка задачі та аналіз інформаційних джерел	05.10-09.10.2020	
2	Збір інформаційних даних та обґрунтування вибору рішення	12.10-16.10.2020	
3	Аналіз даних та їх класифікація	19.10-23.10.2020	
4	Робота над розділом №1	26.10-30.10.2020	
5	Робота над розділом №2	02.11-06.11.2020	
6	Робота над розділом №3	09.11-13.11.2020	
7	Робота над розділом №4	13.11-14.11.2020	
8	Робота над розділом №5	14.11-16.11.2020	
9	Робота над розділом №6 «Охорона праці»	16.11-20.11.2020	
10	Підготовка графічного матеріалу, оформлення і друк пояснювальної записки	23.11-27.11.2020	
11	Оформлення презентації в PowerPoint	30.11-04.12.2020	
12	Отримання рецензій та відгуку	07.12-14.12.2020	
13	Підготовка до захисту в ДЕК	14.12-18.12.2020	

7. Консультація з окремого розділу:

Назва розділу	Косультант (посада, П.І.Б)	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	Павлиш В.Д.		

8. Дата видачі завдання: «04» вересня 2020 р.

Керівник дипломної роботи:

(підпис керівника)

Халмурадов Б. Д.

Завдання прийняв до виконання:

(підпис випускника)

Коропенко О. С.

РЕФЕРАТ

Дипломна робота складається із вступу, основної частини, що містить 6 розділів, висновків й списку літератури. Загальний обсяг роботи – 120 сторінок. Робота містить п'яти таблиць. Список бібліографічних посилань включає 19 джерел.

Ключові слова: АЕС, ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ПОЖЕЖОГАСННЯ, НЕБЕЗПЕКА, ЦИВІЛЬНА БЕЗПЕКА.

Об'єкт дослідження - ідентифікація, аналіз та оцінка небезпек при експлуатації ЮУ АЕС.

Предмет дослідження – закономірності впливу небезпечних чинників щодо виникнення надзвичайної ситуації.

Мета роботи – розробка заходів та рекомендацій щодо підвищення пожежної безпеки при надзвичайних ситуаціях.

Методи, застосовані в дипломній роботі: попередній аналіз небезпек; оцінка ризиків виникнення надзвичайних ситуацій.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в: розроблених рекомендаціях щодо пожежної безпеки АЕС; наданих пропозиціях для розроблення плану заходів на випадок надзвичайної ситуації.

Основні висновки роботи – проведено аналіз надзвичайних ситуацій; розроблено рекомендації щодо плану заходів на випадок надзвичайної ситуації на АЕС; розроблено рекомендації щодо плану заходів відновлення експлуатації АЕС після надзвичайної ситуації.

Матеріали дипломної роботи можна використовувати для оцінки потенційних надзвичайних ситуацій та аварій на АЕС.

ЗМІСТ

Вступ	9
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЙ НА АЕС	14
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ТЕХНОГЕННОЇ НЕБЕЗПЕКИ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ЮУ АЕС	17
2.1 Загальна характеристика виробництва та опис технологічного процесу виробництва електроенергії на АЕС	17
2.2 Оцінка техногенної небезпеки на АЕС	36
2.2.1 Аналіз небезпечних властивостей речовин, що обертаються на АЕС	36
2.2.2 Аналіз характерних для виробництва надзвичайних ситуацій техногенного характеру	49
2.2.3 Аналіз характерних для виробництва джерел запалювання	50
2.2.4 Аналіз масштабів наслідків надзвичайних ситуацій техногенного характеру	52
2.2.5 Визначення категорії приміщення машинного залу вибухопожежною та пожежною безпекою	53
2.2.6 Визначення класу зони у приміщенні машинного залу	56
Розділ 3. Організація державного пожежного нагляду за об'єктом	58
РОЗДІЛ 4. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ПОЖЕЖОТЕХНІЧНИХ ОБСТЕЖЕНЬ ТА ПЕРЕВІРОК ОБ'ЄКТУ	65
РОЗДІЛ 5. АНАЛІЗ СТАНУ ТЕХНОГЕННОЇ БЕЗПЕКИ ОБ'ЄКТА ТА РОЗРОБКА ІНЖЕНЕРНО – ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ПО ЙОГО ПОКРАЩЕННЮ	73
5.1 Запобігання надзвичайних ситуацій техногенного характеру	73
5.2 Локалізація надзвичайних ситуацій (аварій) на об'єкті	77

5.3 Організаційнотехнічні заходи по забезпеченню техногенної безпеки об'єкту	101
5.4 Розробка інженернотехнічних рішень по забезпеченню техногенної безпеки об'єкту	110
РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА ПРАЦІ	112
ВИСНОВКИ	118
СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	119

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АЕС – атомна електростанція.
- СНД – співдружність незалежних держав.
- МНС – міністерство надзвичайних ситуацій.
- ЧАЕС – чорнобильська атомна електростанція.
- ВВЕР – водо-водяний енергетичний реактор.
- ТВЕЛ – тепловиділяючі елементи.
- ПГ – парогенератор.
- ГЦН – головний циркулярний насос.
- КТ – компенсатор тиску.
- ІЗП – імпульсно – запалювальний пристрій.
- ГАЄ – гідроакумулююча ємність.
- САОЗ – система аварійного охолодження зони.
- ГЗЗ – головна запірна засувка.
- ЦВТ – циліндр високого тиску.
- ЦСТ – циліндр середнього тиску.
- ЦНТ – циліндр низького тиску.
- ПНТ – підігрівач низького тиску.
- ПВТ – підігрівач високого тиску.
- СПП – сепараторпароперегрівач.
- КЕН – конденсатні електронасоси.
- ЕРС – електрорушійна сила.
- МЗ – машинний залп.
- ТЕС – теплова електростанція.
- ПТО – пункт технічного обслуговування.
- ДПН – державний пожежний нагляд.

ДНД – добровільна пожежна дружина.

ПТК – пожежно-технічна комісія.

ППБ – правила пожежної безпеки.

ДБН – державні будівельні норми.

ПБ – пожежна безпека.

ППЗ – протипожежний захист.

РВ – реакторні відділення.

КГП – керівник гасіння пожежі.

АТГ – автотранспорне господарство.

ВСТУП

Актуальність теми. За кількістю ядерних енергоблоків Україна посідає 8 місце у світі і п'яте місце у Європі. В Україні на всіх діючих АЕС виробляється приблизно 42% загальної кількості вироблюваної електроенергії.

На цей час в Україні діють чотири АЕС: Запорізька (шість працюючих блоків, реактори ВВЕР1000, загальна потужність 6000 МВт) – найбільша в СНД; Южноукраїнська (три блоки, реактори ВВЕР1000, потужністю 3000 МВт); Хмельницька (один блок, реактор ВВЕР1000, потужністю 1000 МВт); Рівненська (три блоки, два реактори ВВЕР440, один реактор ВВЕР1000, загальною потужністю 1880 МВт). Так як такий великий відсоток виробництва електроенергії від загальної кількості електроенергії, виробленої на всіх електростанціях України, то ядерна енергетика є важливою галуззю для Українського народу.

Але ця важливість не може порівнятися з тією небезпекою, яка може статися. Це довела катастрофа, яка сталася 26 квітня 1986 року на Чорнобильській АЕС. Ця аварія була самою жахливою катастрофою всіх часів і народів. Жодна країна світу не зазнавала страшнішого лиха. Але хоча після того вже минуло більше 19 років, відлуння цієї катастрофи і до цього часу доходить до нас і ще буде доходити не один десяток років. Це говорить про те, щоб запобігти подібного, атомні електростанції повинні бути захищені на належному рівні, в тому числі з питань пожежної та техногенної безпеки.

Пожежна небезпека АЕС визначається двома основними факторами:

- атомний реактор станції є надзвичайно уразливим при пожежі (навіть незначна пожежа може привести до неконтрольованого виходу радіоактивних матеріалів в атмосферу);
- контакт із водою для деяких матеріалів, що розщеплюються, може не тільки підсилити горіння, але і привести до катастрофічних наслідків.

Так, у покрівлях машзалів п'яти енергоблоків АЕС України експлуатується горючий утеплювач, протипожежні двері в реакторних відділеннях не відповідають технічним умовам їх виготовлення (низька ступінь вогнестійкості). У гермооболонках реакторних установок відсутні засоби контролю вибухонебезпечних сумішей водню з киснем повітря, а також відсутні системи по запобіганню можливих вибухів.

Велику небезпеку представляє кабельне господарство АЕС, що обумовлюється перш за все використанням кабелів із горючою ізоляцією. Крім

цього, не дотримані вимоги щодо окремого розміщення кабелів різних систем (блочний та резервний щити управління, щит системи аварійного захисту), що призводить зближення, перехрещення та проходження кабельних трас різних систем безпеки. У разі виникнення пожежі це може привести до втрати керування ядерним реактором. На більшості енергоблоків допущена прокладка кабельних трас в коридорах реакторних відділень, що являються евакуаційними шляхами.

Крім того підвищену пожежну небезпеку АЕС створюють великі (приблизно 100 т) кількості мастил, що обертаються у виробництві при температурах 200 °С, що перевищують температуру самозаймання, електричні кабелі, об'єднані у великі потоки і найчастіше з горючою ізоляцією, воднева система охолодження реактора і турбогенератора, а також застосовувані в деяких реакторах пірофорних сполук та рідкометалевих теплоносіїв що схильні до самозаймання при контакті з водою.

За останні п'ять років на АЕС відбулося 19 пожеж. Самим пожежонебезпечним періодом є період із грудня по лютий, на який припадає біля 50% від загального числа пожеж, які виникли. На жаль, варто констатувати, що пожежі частіше усього виникали на об'єктах основного (47% від загального числа зареєстрованих пожеж) і допоміжного виробництва (21%), у складських приміщеннях і на відкритих технологічних установках (по 16%), тобто в найбільше життєво важливих і пожежонебезпечних цехах і ділянках атомних станцій.

Більшість пожеж відбувається через несправність технологічного устаткування 48% пожеж, необережного поводження з вогнем 24%, порушень правил пожежної безпеки при проведенні пожежонебезпечних робіт 8%, порушень правил устрою й експлуатації електроустаткування 15%, інші причини складають 5% від загальної кількості пожеж. Для запобігання подібних випадків тільки в 1999 році Державною протипожежною службою притягнуто до адміністративної відповідальності біля 1,5 тис. посадових осіб, припинена експлуатація 28 будівель і 728 різноманітних ділянок електромереж, агрегатів, приміщень, і т.д., що знаходяться в загрожуєчому стані. Це обумовлено слідством недоліків у організації забезпечення пожежної безпеки станцій установами, що експлуатують, адміністраціями АЕС. Лишає бажати кращого технічна оснащеність і укомплектованість пожежних частин по охороні АЕС спеціальною технікою, засобами індивідуального захисту і зв'язку, приладами, необхідними для ліквідації аварій і гасіння пожеж. Так, підлягає заміні більш 37% основний і 35% спеціальної пожежної техніки. Є проблема й у фінансуванні підрозділів пожежної охорони по охороні атомних станцій.

МНС України приділяє підвищену увагу забезпеченню пожежної безпеки об'єктів атомної енергетики України.

Основними напрямками взаємодії є:

- розробка і внесення пропозицій до проектів законодавчих і інших правових актів;
- формування нормативної бази державного регулювання безпеки;
- створення і впровадження системи ліцензування діяльності в області використання атомної енергії;
- інспекційні перевірки виконання на АЕС вимог пожежної безпеки;
- розгляд проектної документації на будівництво, реконструкцію, розширення і технічне переоснащення АЕС;
- аналіз аварійних ситуацій, пов'язаних із пожежами і розробка пропозицій по внесенню змін і доповнень у нормативні документи.

Забезпечення техногенної безпеки АЕС є важливою і комплексною задачею, що потребує концентрації зусиль і цілеспрямованої роботи всіх зацікавлених сторін. Від її рішення багато в чому залежить успішний розвиток основного потенціалу вітчизняної економіки і в остаточному підсумку добробут населення. В даний час створена правова основа здійснення державного регулювання пожежної та техногенної безпеки об'єктів використання атомної енергії. Немаловажне значення при рішенні питань забезпечення пожежної та техногенної безпеки АЕС має взаємодія з іншими органами державного регулювання безпеки при використанні атомної енергії, що здійснюється на підставі укладених угод про взаємодію (розмежуванні повноважень).

В даний час одним з основних напрямків діяльності в області підвищення техногенної безпеки АЕС, є робота по проведенню аналізів впливу пожеж і аварійних ситуацій, і їхніх наслідків на безпечну роботу технологічного устаткування та АЕС взагалі.

Задача аналізу складається в тому, щоб оцінити і забезпечити техногенну безпеку роботи АЕС та запропонувати заходи, щодо її підвищення. Аналіз передбачає оцінку вибухопожежебезпеки приміщень, будівель, споруд і відкритих технологічних площадок, наслідків зміни температурних навантажень, складу газоповітряного середовища і тиски для систем (елементів), важливих для безпеки АЕС. У результаті аналізу повинні бути виявлені приміщення, технологічні ділянки, пожежі та аварії на яких становлять небезпеку для систем (елементів), важливих для безпеки АЕС, розроблений, обґрунтований і реалізований комплекс технічних рішень і організаційних заходів щодо забезпечення їхньої пожежної та техногенної безпеки. Реалізація цих заходів повинна виключити можливість негативного впливу

пожежі чи аварії і їх наслідків на безпечну експлуатацію технологічного обладнання. Для зміцнення безпеки атомних станцій України, зниження наслідків від можливих аварій і катастроф необхідно прийняття концепції протипожежного захисту АЕС, основну ціль якої повинна складати розробка сучасних методів і підходів до питань техногенної безпеки, і в основу якої повинні бути закладені принципи безпечної експлуатації. Необхідно провести аналіз впливу пожеж на навколишнє середовище, провести аналіз техногенної безпеки машзалу 1 черги АЕС, виявити технологічні ділянки, пожежа на який подає найбільшу небезпеку.

За результатами аналізу необхідно обґрунтувати, розробити і реалізувати на кожній з цих ділянок комплекс технічних і організаційних заходів щодо проведення безпечної експлуатації технологічного обладнання та АЕС в цілому.

Тільки при комплексному рішенні всіх цих проблем можливо значне підвищення забезпечення техногенної безпеки АЕС.

Мета: розробка заходів по забезпеченню пожежної безпеки на ЮУ АЕС.

Об'єкт: Оцінка техногенної небезпеки технологічного процесу виробництва електроенергії на ЮУ АЕС.

Предмет: безпека та усунення надзвичайної ситуації.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЙ НА АЕС

В даний час багато електроенергетичних установок і устаткування створюють радіаційні, токсичні, пожежовибухонебезпечні й інші аварійні ситуації, що є причинами або наслідками промислових аварій.

Аварії на підприємствах ядерної енергетики вважаються найбільш небезпечними для людини і навколишнього середовища; до них можна віднести аварію в 1957 році ядерного реактора в Уиндскейле (Великобританія), а також:

28 березня 1979 року при засміченні насосів охолодження активної зони реактора і порушенні роботи автоматики і витоку 4,55 млн. літрів води, утворився пухир водню в активній зоні реактора АЕС «ТриМайлАйленд» (США), який міг привести до вибуху та сильному радіоактивному забрудненню.

В результаті виходу з ладу основних насосів, парогенератор не міг відводити від першого контуру тепло, що вироблялось реактором. Автоматично відключилась турбіна. В першому контурі швидко зросла температура та тиск води. В момент відкриття запобіжного клапану спрацювала система захисту реактора з опусканням стрижнівпоглиначів, в результаті чого ланцюгова реакція припинилась і реактор практично був зупинений. Процес поділу ядер урану припинився, але продовжувався ядерний розпад осколків. Запобіжний клапан був відкритий, рівень води в корпусі реактора падав, температура зростала, це привело до утворення пароводяної суміші, в результаті чого були зірвані ГЦН, вони зупинилися. Як тільки тиск упав, автоматично спрацювала система аварійного охолодження активної зони, топливні зборки почали охолоджуватися. Це сталося через дві хвилини після виникнення аварії. (Тут ситуація схожа на Чорнобильську за 20 секунд до вибуху. Але в Чорнобилі система аварійного охолодження активної зони була відключена персоналом завчасно). Вода випаровувалася з реактора, клапан заклинило, рівень води в реакторі падав і третина активної зони залишалась без охолодження. Захисні цирконієві оболонки почали тріскатися та розсипатися. З пошкоджених ТВЕЛів почали виходити радіоактивні продукти. Вода першого контуру стала радіоактивною. Температура всередині реактора перевищила 4000 °С і на пульті управління ЕВМ, що слідкувала за температурою активної зони показувала знаки питання. І так було протягом 11 годин. У верхній частині корпусу реактора утворився газовий пухир. Активна зона розігрілась до такого ступеню, що через хімічні властивості цирконію, виникло розщеплення молекул води на водень та кисень. Утворився пухир об'ємом близько 30 м³, склад якого був із водню та радіоактивних газів – криптону, аргону, ксенону. Головна небезпека була в тому, що

в любий момент суміш водню та кисню могла вибухнути, що і трапилося в Чорнобилі.

Рівень радіації всередині захисної оболонки досяг 30000 бер в годину, що в 600 разів перевищувало смертельну дозу. Якби пухир збільшувався, то він би витиснув всю воду з реактора і температура піднялась би настільки, що розплавився б уран (що сталося в Чорнобилі). Але на щастя пухир почав зменшуватися і небезпеку вибуху вдалося уникнути. Прямі і непрямі збитки склали 130 млрд. доларів.

В Україні і країнах ближнього зарубіжжя відбулися наступні аварії:

26 квітня 1986 року на четвертому блоці ЧАЕС потужністю 1млн. кВт відбувся вибух активної зони ядерного реактора з повним руйнуванням зони, частини реактора, викидом у навколишнє середовище величезної радіоактивності, загорянням графітової кладки реактора і будівельних конструкцій, включаючи дах машинного залу і реакторного енергоблоку. Сумарний збиток оцінюється в 170215 млрд. доларів.

23 травня 1986 року відбувається пожежа металевих кабельних коробів приміщення 401/3 цієї ж атомної електростанції.

4 березня 1992 року на Балаковській АЕС відбулося загоряння в розподільному пристрої 3го блоку. Реактор заглушений, блок відключений. Причина — коротке замкнення.

Пожежна небезпека усіх видів електростанцій багато в чому близька, однак наслідки пожежі на АЕС значно важчі, тому що пожежа, що виникає на атомній електростанції не дозволяє зробити безпечну зупинку станції і приводить до викиду радіоактивних часток або газів в атмосферу.

На рівень пожежної безпеки АЕС впливають такі фактори, як стан протипожежного нормування на момент проектування і будівництва АЕС, проектні помилки, будівельні недоробки, прорахунки в процесі експлуатації, надійність систем пожежної автоматики, підготовка обслуговуючого персоналу до профілактики загорянь і дій при їхньому виявленні, рівень профілактичної і бойової роботи об'єктових пожежних підрозділів.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ТЕХНОГЕННОЇ НЕБЕЗПЕКИ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ЮУ АЕС

2.1. Загальна характеристика виробництва та опис технологічного процесу виробництва електроенергії на АЕС

Южноукраїнська АЕС — розташована на Южному Бузі в Миколаївській області у 130 км від м. Миколаїва. Будівництво почате в 1976 р. В експлуатації знаходяться три енергоблоки одиничною потужністю 1000 МВт кожний. Будівництво четвертого блоку заморожено. Місто енергетиків — Южноукраїнськ.

Южноукраїнська АЕС загальною потужністю 3000000 кВт, являє собою цілий комплекс споруд.

Основні з них являють собою:

А) головний корпус 12 енергоблоків, який складається з:

- машинних зал №1 та №2;
- спецкорпуса та реакторних відділень №1 та №2;
- пристанційного вузла;
- деаераторних відділень №1 та №2;
- вузлів бора першого та другого енергоблоків;
- вентиляційної труби першого та другого енергоблоків.

Б) Головний корпус третього енергоблока, який складається з:

- машинної зали №3;
- деаераторного відділення №3;
- вузла бора третього енергоблока;
- вентиляційної труби з енергоблока.

В) Головний корпус енергоблока – тренажера №4.

Г) Пускорезервна котельня з встановленими в ній чотирма котлами.

Д) Масломазутне господарство.

- Е) Санітарнопобутовий та інженернолабораторний корпуси.
- Ж) Світлові двори №1,2,3 з робочими трансформаторами власних потреб № 1, 2, 3, 4, 5, 6 (ТР ДНС 63000/35), резервні трансформатори власних нестатків № 1, 2, 3, 4, 5, 6 (ТР ДЦН 63000/33073У1), загально блочні трансформатори фази А, В, С (ОРЦ417000/75077У1).
- З) Блочні насосні станції (БНС) № 1, 2, 3 та насосна станція пожежогасіння.
- І) Споруди майстерень цеху централізованого ремонту та дизель генераторна.
- К) Три насосні відповідальних споживачів та шість градирен.
- Л) Компресорна і азотнокиснева станція.
- М) Споруди хімводоочищення та компресорні наддуву оболонок реакторів.
- Н) Відкриті розподільчі пристрої ВРП150 кВ, ВРП330 кВ, ВРП750 кВ.
- О) Ацетиленогенераторна станція.
- П) Відкритий склад масла, мазута та дизельного палива.
- Р) Склад контейнерного зберігання відпрацьованого ядерного палива
- С) Будівля переробки та сховище твердих радіоактивних відходів.
- Т) Адміністративний корпус.

Усі будівлі другого ступеню вогнестійкості.

Освітлення території ЮУ АЕС і основних об'єктів виконано напругою 220 В.

В кабельних приміщеннях електроосвітлення виконане напругою 220 В.

Опис технологічного процесу.

ЮжноУкраїнська АЕС належить до АЕС із реакторами типу ВВЕР1000. ВВЕР водо - водяний енергетичний реактор, де водоводяний означає, що теплоносієм і затримувачем у реакторі є звичайна хімічно знесолена вода під визначеним тиском 1000 – це позначення електричної потужності реактора в МВт. Затримувачем у реакторі типу ВВЕР є вода середовище, що уповільнює нейтрони. Уповільнення нейтронів необхідно виходячи з чисто фізичних характеристик підтримки ланцюговий (безупинної) реакції розподілу уранового палива.

Атомна станція від традиційної теплової електростанції на органічному паливі відрізняється джерелом одержання теплової енергії, що перетворюється в механічну

в паровій турбіні. На АЕС таким джерелом одержання теплової енергії служить ядерний реактор. Реактор являє собою устрій, в активній зоні якого здійснюється керована реакція розподілу ядер урану і кінетичної енергії продуктів розподілу перетвориться в тепло. Тепло розігріває воду і перетворює його у водяний пар. Середовище (водяний пар), що робить роботу в турбіні (призводять в обертання турбіну) називається робочим тілом. Принципова схема АЕС показує схематичне відносне розташування, взаємозв'язку і склад основного устаткування (елементів) АЕС призначеного для виробітки кінцевого продукту діяльності усього виробничого технологічного комплексу виробництва електроенергії. Весь виробничий технологічний комплекс складається в основному з двох комплексів: реакторної установки і турбогенераторної установки.

Реакторна установка.

Для розгляду реакторної установки і роботи її устаткування введемо таке поняття як активна зона реактора. Під активною зоною реактора розуміють ту частину реактора в якій знаходяться тепловиділяючі елементи (ТВЕЛ) у виді зібраних в одне складання 312 штук герметичних металевих трубок усередині яких знаходиться ядерне паливо у виді стовпчика таблеток із спресованого збагаченого урану уран 238 + (2,044 %) урана 235.

Сам реактор являє собою вертикальну циліндричну судину з еліптичним днищем і вісьма патрубками Ду 850мм для приєднання трубопроводів по яким підводиться теплоносій до активної зони і приділяється теплоносій від активної зони реактора. У корпусі реактора є також чотири патрубки Ду 300 мм для підводу води від системи безпеки (системи аварійного охолодження активної зони). Патрубки Ду 850 мм і Ду 300 мм розташовані у два ряди по висоті. У верхньому ряду розташовуються чотири патрубки Ду 850 мм, що називають «гарячими» патрубками, тому що з них виходить теплоносій першого контуру, що відводить тепло від ТВС активної зони. На цій же осі знаходяться і два патрубки САОЗ, по яких надходить при аварійній ситуації вода у верхню частину активної зони для запобігання збезводнювання активної зони.

У нижньому ряду розташовуються чотири патрубки Ду 850мм, що називають «холодними» патрубками, тому що в них надходить теплоносій першого контуру, що віддав тепло від ТВС активної зони воді другого контуру в парогенераторі. На цій же осі знаходяться і два патрубки САОЗ, по яких надходить при аварійній ситуації вода в нижню частину активної зони для запобігання збезводнювання активної зони.

У активній зоні реактора відбувається «кероване» горіння ядерного палива ланцюгова реакція розподілу палива. Тепло, що виділилося в результаті ланцюгової реакції, нагріває теплоносій першого контуру, що циркулює по замкнутій системі циркуляційних петлях. З схеми очевидно, що в реактора ВВЕР1000 є чотири циркуляційні петлі.

З циркуляційними петлями, для підтримки проектних характеристик роботи устаткування, пов'язані такі системи:

- система компенсації тиску;
- системи безпеки;
- система підживленняпродування першого контуру;
- система очищення теплоносія першого контуру;
- системи газових сдувок, азоту, організованих проточок.

Всі ці системи являють собою трубопроводи різноманітного діаметра, що постачені арматурою, насосами, судинами, приладами контролю і керування.

Парогенератор (ПГ).

У парогенераторі теплоносій першого контуру віддає своє тепло теплоносію другого контуру робочому тілу. Робочим тілом є водяна пара, що утворюється в парогенераторі при кипінні в ньому води під дією тепла отриманого від реактора і перенесеного до парогенератора. Один парогенератор виробляє 1469 тон пари за годину із температурою 2780 °С і тиском 64 кгс/см². Важливо відзначити те, що вода, яка надходить у парогенератор від реактора (теплоносій) не перемішується з водою, яка знаходиться в парогенераторі. Теплоносій першого контуру (вода від реактора) проходить по трубках усередині водяного об'єму парогенератора. Один оберт теплоносія від реактора до парогенератора й знову до реактора складає один цикл проходження теплоносія в петлі. «Охолоджений» у ПГ теплоносій першого контуру ГЦН знову подається в реактор, де знову «нагрівається» і надходить у ПГ і такий цикл багаторазово повторюється. Та частина трубопроводу в який рухається «охолоджений» теплоносій від ПГ до реактора називається «холодною» ниткою, а та частина трубопроводу в який рухається «нагрітий» теплоносій від реактора до ПГ називається «гарячою» ниткою.

Які температури має «охолоджений» теплоносій і «нагрітий»? На вході в реактор «охолоджений» теплоносій має температуру 2900 °С. На виході з реактора «нагрітий» теплоносій має температуру 3200 °С. Отже, в активній зоні реактора

теплоносії підігрівається на 300 °С. Тиск теплоносія в реакторі дорівнює 160 кгс/см².

Крім перерахованого устаткування, до складу устаткування першого контуру входить компенсатор тиску (КТ).

Геометричний об'єм, що займає теплоносії у реакторі, трубопроводах першого контуру і КТ називається об'ємом першого контуру, що складає об'єм рівний 270м³.

Компенсатор тиску (КТ).

КТ входить у систему компенсації тиску в першому контурі, що призначена для створення і підтримки тиску в першому контурі, а також обмеження відхилень тиску в перехідних і аварійних режимах у зв'язку з температурними змінами обсягу теплоносія. КТ являє собою вертикальну циліндричну судину з еліптичним днищем і патрубком знизу з приєднаним до нього трубопроводом по якому здійснюється зв'язок із трубопроводом першого контуру в якому циркулює теплоносії. При зміні температури теплоносія першому контуру в перехідних режимах експлуатації і порушеннях нормальних умов експлуатації, частина теплоносія перетікає з КТ у першому контурі і знову по трубопроводу з'єднуючому КТ із гарячою ниткою четвертої петлі.

Пов'язане з цим коливання рівня в КТ викликає стиск або розширення парової подушки, що обмежує відхилення тиску в першому контурі від номінального.

При різкому підвищенні тиску в першому контурі по лінії вприску з холодної нитки першої петлі теплоносія вприскується через штуцери й устрої, що розприскують, у верхню частину КТ. Частина пари парової подушки конденсується, тиск у КТ унаслідок цього процесу знижується, частина теплоносія першого контуру перетікає в КТ із гарячої нитки четвертої петлі, чим і компенсується підвищення тиску в I контурі.

Система захисту 1 контуру і КТ від аварійного перевищення тиску вище 180 кгс/см² складається з трьох імпульснозахисних пристроїв (ІЗП), сполучених паралельно. Одне ІЗП контрольне, інші два ІЗП робітники.

Скидання парогазової суміші з КТ проводиться по скидних трубопроводах від ППУ в барботаажний бак.

ІЗП складається з головного клапанна Ду 100 із тиском оберненої посадки рівному 162 кгс/см² і двох імпульсних клапанів Ду 15, електроконтактних манометрів.

Гідроакumuлююча ємність (ГАЄ) системи аварійного охолодження (активної) зони (САОЗ).

ГАЄ САОЗ відносяться до системи аварійного охолодження зони. Ця система відноситься до систем безпеки. ГАЄ САОЗ являє собою вертикальну циліндричну судину з еліптичним днищем і патрубком знизу з приєднаним до нього трубопроводом по якому здійснюється зв'язок із штуцерами розташованими на корпусі реактора. Таких ємностей у системі чотири штуки. Ємності знаходяться під тиском азоту рівним 60 кгс/см^2 . У ємностях знаходиться борирована вода з утриманням борної кислоти рівної 16 грам на 1 кг води.

Система працює, якщо з'являється малоімовірна аварійна ситуація в першому контурі, пов'язана з розгерметизацією трубопроводу і втратами теплоносія циркулюючого через реактор. При зменшенні тиску в реакторі до 59 кгс/см^2 борирована вода з ємностей надходить під цим тиском у реактор і охолоджує активну зону реактора.

Головний циркуляційний насос (ГЦН).

Головний циркуляційний насос типу ГЦН195М призначений для створення циркуляції теплоносія першого контуру через реактор, парогенератор і трубопроводи які їх з'єднують.

ГЦН являє собою вертикальний відцентровий, одноступінчатий насос з осьовим підводом води і виносним електродвигуном. При роботі насос створює напір біля 7 кгс/см^2 , який витрачається на подолання гідравлічного опору активної зони реактора, трубок парогенератора і трубопроводів які їх з'єднують.

ГЦН являє собою досить складний агрегат і для забезпечення своєї роботи пов'язаний із системами, що забезпечують його роботу:

- масляною системою;
- системою охолодження технічною водою охолоджувачів електродвигуна;
- системою охолодження нижнього підшипника водою від підживлювального насосу з таким тиском, щоб також перешкоджати перетоку води з першого контуру в насос.

Головна запірні засувка (ГЗЗ).

На кожній петлі першої черги АЕС є дві головні запірні засувки (на петлях другої черги ГЗЗ немає). Засувки мають електричний привід для їх відкриття і закриття. Одна засувка встановлена на «холодної» нитці трубопроводу перед реактором після ГЦН, а інша засувка встановлена на «гарячій» нитці трубопроводу на виході теплоносія першого контуру з реактора. Головні запірні засувки

призначені для відключення циркуляційної петлі від іншої частини першого контуру для:

- виробництва ремонту петлі на розхолодженому першому контурі;
- припинення зворотнього перетоку теплоносія (при зупинці ГЦН цієї петлі і внаслідок цього припинення циркуляції в ній);
- відключення петлі, яка знаходиться в аварійному стані (наприклад, при протіканні теплоносія по першому або другому контурі).

Засувка має плоскопаралельний затвор який рухається по направляючим у корпусі засувки вгору або вниз і перекриває або відчиняє прохідний отвір для прямування теплоносія через засувку.

Затвор засувки прикріплений до штока. Шток при відкритті засувки проходить через кришку. Щоб не було протікання теплоносія в цьому вузлі засувки, у ньому є ущільнення. Ущільнення штока ГЗЗ забезпечується кільцевим сальником, що встановлюється в сальникову камеру і щільно охоплює шток, чим і досягається ущільнення. Якщо є невеличкі протікання через сальникову камеру, то вони відводяться з сальникової камери через спеціальний штуцер у систему організованих протікань.

Турбогенераторна установка.

При розгляді роботи устаткування реакторної установки було встановлено, що парогенератор виробляє пару, що називається робочим тілом або гострою парою.

Простежимо подальший шлях прямування пари. З розгляду частини схеми турбогенераторної установки видно, що гостра пара із парогенератора надходить по паропроводах у циліндр високого тиску (ЦВТ) турбіни, потім проходячи через сепараторпароперегрівач надходить на циліндр середнього тиску (ЦСТ) турбіни і після проходження циліндра середнього тиску проходить через три циліндри низького тиску (ЦНТ). Пара чинить роботу в турбіні і приводить її в обертання. Відпрацьована у турбіні пара після ЦНТ надходить у конденсатор турбіни, де проходячи між трубками, в яких протікає холодна вода конденсується і стікає в нижню частину конденсатора. Пару, що скондесувалася в конденсаторі, називають основним конденсатом. З цієї частини конденсатора основний конденсат конденсатними насосами першої ступені прокачується через знесольвальну установку, а конденсатними насосами другої ступені прокачуються через підігрівачі низького тиску (ПНТ) і потрапляє в деаератор. Конденсат після деаератора живильним насосом направляється через підігрівачі високого тиску (ПВТ) у парогенератор, де знову перетворюється в пара і повторює свій цикл.

Турбіна.

Турбіна парова конденсаційна з нерегулюємими відборами пари типу К100060/1500 являє собою одновальний п'ятициліндровий агрегат ротори якого обертаються в опірних підшипниках ковзання. Один опірний підшипник розташований між ЦВТ і ЦСТ. Кожний ротор циліндра (ЦВТ, ЦСТ + ЗЦНТ) спирається на два підшипники ковзання. Номінальна електрична потужність 1000 МВт, число оборотів 1500 об/хв, тиск пари яка поступає на турбіну дорівнює 60 кгс/см^2 .

Турбіна призначена для безпосереднього обертання ротора генератора перемінного току типу ТВВ1000.

Турбіна має сім нерегулюємих відборів пари, призначених для підігріву основного конденсату в підігрівачах низького тиску, деаераторі і підігрівачах високого тиску до температури $2200 \text{ }^\circ\text{C}$ перед подачею її в парогенератори. Відбір пари також використовується для підігріву води в мережних підігрівачах і для власних (технологічних) потреб.

Для розвантаження від сил які діють уздовж вісі вала турбіни при проходженні пари через циліндри, усі циліндри виконані двопоточними. Це означає, що пара рухається від центру циліндра (це місце входу пари в циліндр) по двох потоках у взаємно протилежних напрямках. Сили, що виникають при такому прямуванні пари через циліндр, врівноважують одна одну.

Пара з ПГ надходить у турбіну через чотири стопорнихрегулюючих клапани. Ротори турбіни зварні жорсткі, сполучені між собою і ротором генератора жорсткими муфтами. Для зменшення протікання пари уздовж валу, турбіна оснащена в місцях виходу валу з циліндрів лабіринтовими ущільненнями.

Турбіна оснащена валоповоротним пристроєм, що працює при пуску й зупинці турбіни. З метою зменшення потужності валоповоротного пристрою, а також для запобігання зносу підшипників ковзання передбачений гідропід'йом ротора турбіни і генератора шляхом подачі масла під високим тиском у кожний підшипник від насосів системи гідропід'йому.

Під дією тиску масла ротор турбіни піднімається і відривається від нижнього вкладишу підшипника (як би впливає), а в зазор, що утворився, надходить масло. Наявність масляної плівки зменшує тертя ковзання валу щодо баббіту вкладишу підшипника.

Конденсатор.

Конденсатори турбіни призначені для конденсації й охолодження робочого тіла другого контуру (пари), що надходить у нього після циліндрів низького тиску з максимальним тиском усередині конденсатора до 3 кгс/см^2 .

Турбіна комплектується двома бічними поверхневими одноходовими двопоточними конденсаторами.

Конденсатори розташовані з обох сторін від ЦНТ і мають систему компенсаторів для теплового розширення ЦНТ. Конденсатор складається з окремих корпусів (секцій). Корпуса (секції) конденсатора сполучені проміжними водяними камерами. Секція конденсатора являє собою зварну герметичну ємність, яка складається з корпусу і двох трубних досок. Між трубними досками розташовані трубки конденсатора з міднонікелевого сплаву розміром $28 \times 1 \text{ мм}$ і $28 \times 2 \text{ мм}$ і довжиною 9000 мм . Ці трубки утворюють охолоджуючу поверхню для надходячої з ЦНТ у конденсатор пари. Кінці трубок розвальцьовані в трубних дошках. У трубках конденсатора проходить охолоджуюче середовище. Охолоджуючим середовищем є вода Ташликського водоймища, що подається в трубки конденсатора встановленими в блочній насосній станції (БНС) циркуляційними насосами.

Сепараторпароперегрівач (СПП).

СПП призначений для видалення вологи з пари і перегріву пари. На енергоблоці встановлено чотири СПП.

СПП являє собою однокорпусний вертикальний циліндричний апарат висотою 14 м і діаметром $3,5 \text{ м}$, оснащений для огляду і ремонту люкамилазами.

СПП складається з трьох основних вузлів:

- сепаратора, розташованого у верхній частині апарата;
- пароперегрівача першому ступені, розташованого концентрично по периферії в нижній частині апарата;
- пароперегрівача другому ступені, розташованого концентрично в центрі апарата.

Пара, що відпрацювала, із ЦВТ надходить у СПП по чотирьох окремих трубопроводах, що називаються ресиверами. Осушена і перегріта пара із СПП під тиском 1011 кгс/см^2 і з температурою $2500 \text{ }^\circ\text{C}$ направляється по двох трубопроводах 1600 мм у ЦСТ. Після проходження ЦСТ пар надходить у ЦНТ із тиском $3,1 \text{ кгс/см}^2$.

Конденсатні електронасоси (КЕН).

Конденсатний електронасос першої ступені призначений для подачі конденсату пари, що відпрацювала, (основного конденсату) із температурою до 700 °С із конденсатора на знесолювальну установку.

КЕН першої ступені являє собою насос відцентрового типу, вертикального виконання, із приводом від електродвигуна (марка насоса КсВ1500120). Вал електродвигуна і насоса сполучені упругою муфтою. На одному енергоблоці встановлено три таких агрегати.

Конденсатний електронасос другої ступені призначений для подачі основного конденсату після знесолювальної установки у деаератор через ПНТ.

КЕН другої ступені являє собою насос відцентрового типу, горизонтального виконання, із приводом від електродвигуна (марка насоса КсА1500240). На енергоблоці встановлено три таких агрегати.

Підігрівачі низького тиску (ПНТ).

ПНТ входять до складу регенеративної установки, що призначена для підігріву основного конденсату і живильної води, що надходить у парогенератори пар із доборів турбіни.

Підігрівачі низького тиску нагрівають основний конденсат.

ПНТ конструктивно являє собою вертикальний кожухотрубний циліндричний апарат зварної конструкції з плаваючою верхньою голівкою. Пара проходить між трубками і нагріває основний конденсат, який тече у середині трубок.

На енергоблоці встановлено чотири ПНТ поверхневі типи. Поверхневий тип означає, що пара, що нагріває основний конденсат не мішається з ним, а нагрівання здійснюється шляхом передачі тепла через будьяку поверхню.

Конденсат гріючої пари перекачується між ПНТ зливальними насосами типу КсВ630125 і КсВ360160.

Деаератор складається з двох деаераційних колонок і одного деаераторного бака. Деаераторний бак являє собою горизонтальну судину циліндричної форми з барботажним пристроєм корисною ємністю 185 м³. Деаератор встановлений на двох опорах. Деаераційні колонки змонтовані поверх деаераторного бака.

На одному енергоблоці змонтовано два деаератори, що працюють під тиском 7 кгс/см². Деаератори об'єднані зрівняльними лініями по пару і воді і працюють як одна установка. У деаератор надходить основний конденсат після ПНТ.

Деаератор призначений для:

- видалення корозійнихактивних газів (кисню, двоокису вуглецю);
- підігріву основного конденсату пар від турбіни;
- створення робочого резерву живильної води в бакахаккумуляторах.

Живильною водою називають основний конденсат, що надходить на живильний насос з деаераторного бака. Температура води в баку деаератора складає 64 °С. Температура живильної води поступаючої у парогенератор після ПВТ складає 2200 °С.

Живильний насос (ПН).

Живильний насос призначений для подачі живильної води в парогенератори. Марка насоса ПТ375075.

Насос цей відцентровий, горизонтальний, двокорпусний, триступінчатий. Живильний насос для забезпечення стійких робочих характеристик має на усмоктувальній лінії передвключений (бустерний) відцентровий, горизонтальний, одноступінчатий насос. Бустерний насос приводиться в обертання від тієї ж турбіни ОК12 через редуктор.

Насос приводиться в обертання конденсаційною турбіною типу ОК12, тому живильний насос називають ще турбонасосним агрегатом. Швидкість обертання турбіни лежить в інтервалі від 264 до 3500 об/хв.

Пара на турбіну надходить від СПП тиском біля 10 кгс/см². Відпрацьована у турбіні ОК12 пара скидається в регенеративний конденсатор турбіни відкля конденсатним насосом перекачується в конденсатор турбіни К100060/1500.

Охолоджуючим середовищем конденсатора турбіни ОК12 є вода Ташлицького водоймища, що подається в трубки конденсатора циркуляційними насосами БНС (блокової насосної станції).

Насос цей відцентровий, горизонтальний, двокорпусний, триступінчатий. Живильний насос для забезпечення стійких робочих характеристик має на усмоктувальній лінії передвключений (бустерний) відцентровий, горизонтальний, одноступінчатий насос. Бустерний насос приводиться в обертання від тієї ж турбіни ОК12 через редуктор.

Насос приводиться в обертання конденсаційною турбіною типу ОК12, тому живильний насос називають ще турбонасосним агрегатом. Швидкість обертання турбіни лежить в інтервалі від 264 до 3500 об/хв.

Пара на турбіну надходить від СПП тиском біля 10 кгс/см². Відпрацьована у турбіні ОК12 пара скидається в регенеративний конденсатор турбіни відкля конденсатним насосом перекачується в конденсатор турбіни К100060/1500.

Охолоджуючим середовищем конденсатора турбіни ОК12 є вода Ташлицького водоймища, що подається в трубки конденсатора циркуляційними насосами БНС (блокової насосної станції).

Підігрівачі високого тиску (ПВТ).

ПВТ входять до складу регенеративної установки, що призначена для підігріву основного конденсату і живильної води, що надходить у парогенератори парою із відборів турбіни.

Підігрівачі високого тиску нагрівають живильну воду, яку прокачують через них живильні насоси.

ПВТ являє собою вертикальний циліндричний апарат зварювальний конструкції. Основними вузлами ПВТ є корпус і трубна система. У трубній системі рухається і нагрівається живильна вода. У міжтрубному просторі пара, яка гріє. Знімна частина корпусу складається з циліндричної обічайки. У верхній частині до циліндричної обічайки приварене еліптичне днище.

У нижній частині знімного корпусу приварений фланець з отворами для болтів за допомогою яких фланець з'єднується з корпусом.

Трубна система являє собою зварну конструкцію, що складається з розподільних, збірних труб (колекторних), перегородок і змійовиків, що складають поверхню нагрівання підігрівників. Перегородки в трубній системі служать для забезпечення необхідного напрямку потоку пари.

Турбогенератор ТВВ1000.

Турбогенератор типу ТВВ1000 призначений для виробітки електроенергії в тривалому номінальному режимі роботи при безпосередньому з'єднанні з паровою турбіною. Турбогенератор синхронний трьохфазовий типу ТВВ10004УЗ призначений для вироблення електроенергії в тривалому номінальному режимі роботи за ГОСТ 18374 при безпосередньому з'єднанні з паровою турбіною і установці в закритому приміщенні на атомних електростанціях.

Т - турбогенератор;

В - водневе охолодження заліза статора, ротора і обмотки ротора;

В - водяне охолодження обмотки статора;

1000 - активна номінальна потужність. МВт;

4 - число полюсів;

У - кліматичне виконання;

З - категорія виконання турбогенератора.

За будовою турбогенератор представляє собою трьохфазну неявнополісную електричну машину і призначений для перетворення механічної енергії обертання турбіни в електричну,

Конструктивне виконання турбогенераторів закрите герметичне.

Він складається із нерухомої частини (статор), який включає в себе сердечник і обмотку та обертової частини (ротор), на якій розміщена обмотка збудження, яка живиться постійним струмом.

Механічна енергія, яка передається від валу турбіни на вал ротора турбогенератора, перетворюється в електричну електромагнітним шляхом: в обмотці ротора під дією електричного струму збуджується магнітний потік, під дією якого в обмотці статора наводиться електрорухома сила і електричний струм.

Тепло, яке виділяється в обмотках ротору та статору, у магніто проводах (сердечнику статору, ротору), а також від механічних втрат (від тертя ротора у газовому середовищі) відводиться:

- з обмотки статора дистильованою водою;
- з обмотки і вала ротора і з сердечника статора воднем;
- з підшипника і ущільнень валу маслом.

Дистилят в обмотці статора циркулює під напором насосів НОС і охолоджується теплообмінниками, які розташовані поза турбогенератором.

Охолоджуючий водень циркулює в турбогенераторі під дією вентиляторів, які встановлені на валу ротора і охолоджуються газоохолоджувачами, вбудованими в корпус турбогенератора.

Циркуляція технічної води в теплообмінниках турбогенератора, здійснюється від контуру технічної води невідповідальних споживачів блоку насосами НТВН.

Малозабезпечення опорних підшипників турбогенератора провадиться від масляної системи турбіни.

Малозабезпечення ущільнень турбогенератора провадиться насосами МНУ від головного маслобаку турбіни.

Аналізуючи пожежну небезпеку, що виникає під час роботи турбогенераторів можна зробити висновки, що в разі руйнування частин турбогенератора або під час розгерметизації його та наявності джерела запалювання можливе виникнення пожежі або вибуху з послідуєчим горінням.

Обмотка збудження живиться постійним струмом від збудника і створює навколо ротора магнітне поле. Механічна енергія, передана від вала турбіни на вал ротора турбогенератора, обертає його ротор і разом із ротором обертається його магнітне поле. Обертове магнітне поле ротора в обмотці статора наводить електрорушійну силу (ЕРС).

Під впливом електрорушійної сили в обмотці статора виникає електричний струм. Під впливом електромагнітних сил метал і обмотка ротора і статора нагріваються.

Для відводу тепла, що виділяється в статорі в ньому є спеціальні герметичні канали по яким під тиском насосів охолодження статора протікає охолодна рідина дистильована вода, що потім сама охолоджується технічною водою в спеціальних охолодниках (теплообмінниках) встановлених у машинному залі. Тиск охолоджуючої води в каналах статора дорівнює $4,5 \text{ кгс/см}^2$ і температура на вході в статор складає $400 \text{ }^\circ\text{C}$.

Для відводу тепла, що виділяється в роторі і його обмотках застосовується газоподібний водень під тиском $5,0 \text{ кгс/см}^2$ і температурою на вході в турбогенератор від $200 \text{ }^\circ\text{C}$ до $400 \text{ }^\circ\text{C}$. Водень циркулює в зазорі між ротором і статором під дією вентиляторів установлених на валі ротора і потім охолоджується технічною водою в обребрених трубках чотирьох газоохолоджувачів системи водневого охолодження умонтованих у корпус статора. Елементи (устаткування) реакторної установки скомпоновано, змонтовано і знаходиться в окремих помешканнях (боксах) у реакторному відділенні, а устаткування турбогенераторної установки скомпоновано, змонтовано і знаходиться в турбінному відділенні.

Розміщення устаткування реакторної установки.

Основне устаткування реакторної установки (першого контуру) змонтовано в герметичній захисній оболонці виконаної з попередньо напруженого залізобетону. Герметична оболонка являє собою будівлю циліндричної форми, перекриту

куполом. Від фундаменту до тринадцятої відмітки захисна оболонка негерметична. Починаючи з тринадцятої відмітки оболонка виконана герметично. Захисна оболонка з внутрішньої сторони покрита вуглеродистим облицюванням (звареними між собою листами металу) товщиною 8мм. Облицювання призначене для забезпечення герметичності захисної оболонки.

Напруга конструкції оболонки створюється натягом пучків (канатів) дроту діаметром 5 мм виготовленого з високоміцної сталі. Кожний пучок містить 442 дроти. Для розміщення пучків у циліндричній частині і купольній частині оболонок передбачені каналоутворювачі.

У циліндричній частині оболонки встановлено 184 каналоутворювача, а в купольній частині 72 каналоутворювача. У купольній частині пучки розділені на дві групи, що розташовуються під кутом 90 градусів один від одного.

Конструкція захисної оболонки розрахована на максимальний надлишковий тиск рівний 5 кгс/см² і максимальну температуру усередині оболонки рівну 1500 °С.

Прохід персоналу з герметичної частини оболонки в негерметичну частину спецкорпуса, у якому розташовуються допоміжні системи, здійснюється через герметичні шлюзи, один із яких є аварійним. Зв'язки трубопроводних і кабельних ліній здійснюються через герметичні проходки, що витримують навантаження, на які розрахована герметична оболонка. Всі трубопроводи, що проходять через стіни оболонки, оснащені швидкодіючою відсічною арматурою, що запобігає при аварії потрапляння радіоактивного середовища в негерметичні помешкання.

Розміщення устаткування турбогенераторної установки

Основне устаткування турбогенераторної установки (другого контуру) змонтовано в турбінному відділенні або його ще називають машинним залом (МЗ).

Турбогенератор встановлюється в машинному залі при подовжньому розташуванні на відмітці +8,4 м. Власне до складу турбогенератора входять турбіна, генератор і збудник.

Все інше основне устаткування машинного залу розташовується під відміткою +8,4 м і на відмітці 0,0м. Будівля машинного залу першої черги у плані розміром 300 мх 51 м, висота 39,5 м.

Будівля машинного залу другого ступеню вогнестійкості з навісних залізобетонних панелей, колони металеві, в районі демпферних баків захищені вогнезахисним складом. Конструкція покрівлі машинного залу (площа 1500 м²) з сталевих ферм. Безпосередньо покрівля машинного залу з пінополістиролу марки

ПСБС (в якості утеплювача) з захисним шаром гравія для відгородження розповсюдження полум'я по покрівлі, вона розбивається через кожні 6м триметровими смугами з металу. В зовнішніх стінах будівлі по ряду «А» в осях 126 мається суцільне засклення. Підлога в будівлі залізобетонна. Вентиляція в турбінному цеху загально обмінна природня через ліхтарі на покрівлі будівлі. Керування електрообладнанням, розташованим в машинному залі здійснюється з КРУ 0,46 кВ, яке розташоване на відмітці 0.00 деаераторного відділення.

У системі ущільнення валу генератора застосовується масло ТП22 з температурою спалаху 1800 °С - 1900 °С, запалення 2100 °С - 2200 °С.

У системі маслопостачання турбіни застосована масло Файркуел (зразок Е95061) з температурою спалаху 2490 °С, температурою запалення 3520 °С, самозапалювання більш 6000 °С.

Під турбогенератором на відмітці 1.5 в осях 410 розташований маслопровід в маслотунелі, від якого до кожного підшипника підводиться масло для змащування підшипників. Масло в головному маслобаку об'ємом 120 м³, розташованого на відмітці 4.00 подається насосами в демпферний бак на відмітку 17.40, а потім у маслопровід тунелю під тиском 2 атм.

В системі регулювання турбоагрегата тиск масла доходить до P=40 атм. Для охолодження турбогенератора приміняється водень об'ємом V=120 м³.

2.2. Оцінка техногенної небезпеки технологічного процесу

2.2.1. Аналіз небезпечних властивостей речовин, що обертаються на АЕС

Пожежна небезпека речовин при експлуатації АЕС.

До таких приміщень відносяться реакторне відділення, машинний зал, електролізна и акумуляторна.

Розглянемо пожежну небезпеку горючих речовин і матеріалів, що використовуються на АЕС.

Горючими речовинами на АЕС є:

- водень, що виділяється при нормальних режимах роботи станції та в аварійних ситуаціях;

- трансформаторні і турбінні масла, дизельне паливо і мазут, застосовувані в резервних дизельних електростанціях і пускових котельнях;
- ізоляція силових і контрольних електрокабелів;
- горючі матеріали, що використовуються в електротехнічних пристроях і апаратурі;
- пластики, що застосовуються для покриття підлог у зоні суворого режиму;
- фільтруюча тканина (тканина Петрянова) у приміщеннях повітряних фільтрів тощо.

Пожежна небезпека водню при експлуатації АЕС.

Дуже пожежонебезпечним є приміщення, у яких можливо аварійне надходження водню і його загоряння. До таких приміщень відносяться реакторне відділення, машинний зал, електролізна й акумуляторна.

Основними джерелами появи водню в реакторному відділенні реактора типів ВВЭР і РБМК є радіоліз води і пароцирконієва реакція в аварійному режимі, тобто у випадку аварії, що пов'язана з утратою теплоносія, вода із системи охолодження піддається радіолізу як в області випромінювання активної зони реактора, так і у відстійнику, де випромінювання створюється в результаті виділення продуктів розпаду.

При поглинанні енергії випромінювання молекули H_2O (табл. 2.2.1) розкладаються в результаті радіолізу (йдуть первинні та вторинні реакції):

Таблиця 2.2.1

Розкладання води на водень та кисень

$H_2O \rightarrow H + OH$	$H + H \rightarrow H_2$	$OH + OH \rightarrow H_2O_2$
---------------------------	-------------------------	------------------------------

Крім того радіолізний розпад може йти й у басейні витримки ТВЗ.

Пароцирконієва реакція (взаємодія цирконію з водою) в активній зоні реактора також супроводжується виділенням водню:



Додатково може виділятися водень і при взаємодії води з металевими поверхнями (цинковими, алюмінієвими) у захисній оболонці.

У реакторному відділенні з реакторами типу ШН утворення водню може відбуватися в результаті реакції натрію з водою. У машинному залі у випадку розгерметизації сальників генератора і виходу водню за його межі поширення полум'я може відбутися спалахування від електротехнічних пристроїв, що іскрять, чи (в аварійних ситуаціях) від первинних вогнищ горіння.

Вибухонебезпечні властивості водневої суміші з повітрям, утворення пожежовибухонебезпечних концентрацій: область спалахування 4,75% об'єму, мінімальна енергія запалювання 0,02МДж, ТСАМОсп. = 783К, нормальна швидкість поширення полум'я — 2,7 м/с, мінімальний вміст кисню — 5% об'єму.

Найбільш ймовірне місце, де може утворитися суміш пожежонебезпечної концентрації — це простір під «ковпаком» оболонки. Збільшення тиску внаслідок тільки однієї реакції горіння водню недостатньо для того, щоб зруйнувати захисну оболонку. Однак у поєднанні з іншими причинами підвищення тиску, що з'являються в результаті тих чи інших аварій, воно становить небезпеку. Так, горіння водню може зіграти вирішальну роль у руйнуванні або прискоренні руйнування захисної оболонки при аварії, пов'язаної з розривом головного циркуляційного трубопроводу реактора, а також при аварії з повною втратою електроживлення і супутньому відмовленні активних пристроїв безпеки.

Поряд з воднем при взаємодії розплаву речовини активної зони, що виходить за межі корпусу, з бетоном можливе утворення оксиду вуглецю, що за певних умов також горить.

Характер горіння водню залежить від ряду факторів, у тому числі від загальної і локальної концентрації водню під оболонкою і від наявності джерел запалювання. Якщо водень спалахне до його перемішування із середовищем, що заповнює об'єм захисної оболонки, то буде мати місце дифузійне горіння; якщо запалення відбудеться після повного перемішування водню з атмосферою оболонки і його концентрація буде вище нижньої межі поширення полум'я водню (4% - 9%), те буде мати місце горіння без вибуху. Так як під захисною оболонкою можуть бути джерела запалювання, то найбільш ймовірно поступове горіння водню. Але, якщо водень накопичується у таких кількостях, що його концентрація перевищить нижню детонаційну межу (18,2% для водневоповітряної суміші), то його горіння може завершитися детонацією.

При визначенні загальної кількості водню в захисній оболонці варто враховувати частку водню, що утворився в басейні витримки ТВЗ у результаті радіолізу

(протягом року біля третини ТВЗ при перевантаженні палива переноситься в басейн витримки для зниження рівня активності). Швидкість утворення водню в результаті реакції радіолізу знижується відповідно до зменшення дози випромінювання.

Поширення полум'я по водневоповітряній суміші може відбуватися, якщо об'ємна частка H_2 у суміші більше 4%, але менше 75%; при об'ємній частці водню більш 10% він згоряє цілком, при 4% - 10% частка згорілого водню складає від 0% до 100%.

Паровий вибух може відбутися при визначеній концентрації і температурі суміші, він характеризується зростанням тиску при інтенсивному пароутворенні. Паровий вибух спричиняє ударну хвилю, здатну зруйнувати корпус реактора і захисну оболонку АЕС і локально виникаючий високий тиск, що руйнує нижню частину корпусу з утворенням осколків, що летять зі швидкістю кулі, чи великих уламків.

Частини активної зони, що обвалилися, несуться нагору сумішшю водарозплав, передають імпульс на верхню сферичну кришку корпусу й руйнують її з утворенням осколків, або вибивають керуючі стрижні, що у свою чергу, можуть зруйнувати захист АЕС.

Пожежна безпека масел.

Найбільша кількість масла витрачається для змащення турбогенераторів і насосів. Велике масляне господарство парових турбін таїть у собі значну потенційну небезпеку виникнення пожежі. Турбіни працюють при температурі свіжої пари 275 °С, що значно нижче температури самоспалахування звичайно застосовуваних масел. Загроза пожежі на АЕС існує при усмоктуванні масла ізоляцією паропроводу з наступним його окислюванням і самозайманням.

Основними причинами пожежонебезпеки турбогенераторів є:

- підвищений тиск масла в системах регулювання;
- збільшення довжини мастилопроводів;
- ускладнення схеми регулювання і захисту;
- підвищення температури паропроводів, корпусу турбіни і
- парових клапанів;
- використання водню в системі охолодження генератора.

В якості масел використовуються горючі нафтові масла і найчастіше менш горючі турбінні масла типу ОМТИ ($T_{спл}$ — більше $350\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_{сп} = 240\text{ }^{\circ}\text{C}$, у той час як у нафтових масел $T_{сп} = 190\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Загоряння масел звичайно відбувається, коли при руйнуванні або ослабленні через вібрацію масляних трубопроводів мастило витікає або розприскується з них на гарячі ділянки паропроводів. На силових трансформаторах причиною виникнення горіння є внутрішні ушкодження, що виникають у результаті короткого замкнення, зносу і згоряння ізоляції, а також погіршення якості трансформаторного масла. При великій потужності короткого замикання (особливо між фазами) відбувається бурхливе виділення газів, що приводить до ушкодження корпусу і викиду масла назовні з розливом палаючого масла на велику площу. Джерелом запалювання турбінного масла може бути відкрита поверхня паропроводів і вузлів їхнього з'єднання, температура яких досягає $350\text{-}500\text{ }^{\circ}\text{C}$.

При горінні турбінного масла, наприклад, на площі 5 м^2 відбувається повне задимлення машинного залу об'ємом більш 8000 м^3 , видимість при цьому знижується до 1 м , це відбувається протягом 5 хв . При розгерметизації апаратів з маслом масло розтікається і проникає через нещільності технологічних проїмів на поверхні, що розташовані нижче.

Максимальна швидкість збільшення площі пожежі при розтіканні палаючого масла залежить від ступеня і місця руйнування системи і досягає $25\text{ м}^2/\text{хв}$.

Пожежна небезпека кабелів

Досвід показує, що більшість пожеж, що виникають на електростанціях, відбувається в кабельному господарстві.

На АЕС довжина кабельних ліній у два з половиною - три рази більше, ніж на ТЕС. Кабелі і кабельні рознімання на АЕС працюють при температурі навколишнього простору $30\text{ }^{\circ}\text{C}$, відносній вологості повітря в межах $20\%\text{-}100\%$, тиску 100 кПа , інтенсивності випромінювання $0,1\text{ м}$.

Збільшення концентрації електричних кабелів в одиниці об'єму кабельних споруджень приводить до зростання пожежного навантаження і ризику виникнення пожежі. Пожежна небезпека кабелів залежить від вогнестійкості, корозієстійкості, токсичності, димоутворення, теплотворної здатності, радіаційної стійкості.

Кабельні вироби, застосовувані на АЕС, за умовами експлуатації поділяються на дві групи:

- кабелі для прокладки в кабельних спорудженнях і технологічних приміщеннях;

- кабелі спеціального призначення для роботи в гермозонах реакторних відділень АЕС із впливом спецфакторів у процесі експлуатації (опромінення, підвищений тиск і температура, вплив хімагентів).

Широко застосований для кабельних покриттів ізоляції полівінілхлоридний пластикат під впливом пожежі виділяє у великих кількостях хлористий водень, також виділяються отруйні гази, такі, як монооксид вуглецю, за цих умов неможливе гасіння пожежі без кисневих приладів.

На силових трансформаторах причиною виникнення горіння є внутрішні ушкодження, що виникають у результаті короткого замикання, зносу і горіння ізоляції, а також зниження якості трансформаторного масла.

Пожежна небезпека покрівельних покриттів характеризується наявністю великої кількості горючого полімерного утеплювача по сталевому профільованому настилі. До 75% пожеж закінчується обваленням несущих металоконструкцій

Пожежну небезпеку приміщень електроцеху складає:

- наявність великої кількості масла;
- утворення великої кількості диму в результаті горіння кабельної продукції;
- наявності напруги на палаючому обладнанні (750, 330, 24, 6, 0,4 кВ);
- наявність високих температур, які виникли при горінні;
- можливість утворення при гасінні хлороутримуючих газів.

Електроцех АЕС є одним з найбільш пожежонебезпечних цехів, тому що в ньому обертається велика кількість пожежонебезпечних речовин.

Проведення аналізу техногенної небезпеки процесу охолодження турбогенераторів на ВП «Південноукраїнська АЕС»

На Південноукраїнській атомній електростанції в якості охолоджуючого агенту для охолодження турбогенераторів застосовується водень. Водень, при звичайних умовах газ без кольору та запаху.

Водень самий легкий із всіх елементів: він в 14,5 разів легше повітря, слабо розчинний у воді (в 100 об'ємах води при кімнатній температурі розчиняються два об'єми водню). При температурі 253 °С і атмосферному тиску водень переходить в рідкий стан, а при 259 °С в твердий. Ізза малої молекулярної маси він легко дифундує (проходить) крізь пористі перешкоди і навіть крізь нагріту металеву

перепону. При підвищеній температурі водень добре розчинний в багатьох металах (нікелі, платині, паладії).

В природі водень існує у вигляді трьох ізотопів: протій з масовим числом 1, дейтерій з масовим числом два і тритій з масовим числом три. Водень горючий газ, у воді малорозчинний (табл. 2.2.1).

Таблиця 2.2.1

Молекулярна маса та інші дані

Показники	Значення показника
1	2
Молярна маса	2,016;
Температура кипіння	252,8 °С;

Продовдження таблиці 2.2.1

1	2
Густина по повітрю	0,0695;
В'язкість	8800 кПаc при 20 °С;
Коефіцієнт дифузії у повітрі	0,68 см/с;
Теплота згорання	241,6 кДж/моль;
Температура самозаймання	510°С;
Концентраційні межі розповсюдження полум'я	4,1275,0% (об.) у повітрі 4,196% (об.) в кисні;
Мінімальна енергія запалювання	0,017 мДж;
Максимальна швидкість розповсюдження полум'я	2,7 м/с;
Максимальний тиск вибуху	730 кПа;
Критичний діаметр	0,6*103м;

Мінімальний вибухонебезпечний вміст кисню при розбавленні азотом	5% (об.);
Діоксидом вуглецю	7,9% (об.).

При витіканні газоподібного або випарі рідкого водню в атмосферу у створенні вибухонебезпечної хмари приймає участь не більше 50% водню. Найбільш ефективним засобом флегматизації водневоповітряної суміші є комбінований склад, який містить 85% (мас.) діоксида вуглецю і 15% (мас.) хладону 114В2. Флегматизуюча концентрація цього складу, діоксида вуглецю і азоту відповідно дорівнюють 32, 62 і 76% (об.). Для припинення дифузійного горіння водню, що витікає із трубопроводу зі швидкістю 10 м/с, необхідно його розбавити 10кратним об'ємом азоту.

На АЕС при розгерметизації обладнання турбогенераторів можливий вихід водню в приміщення машинного залу. Далі аварія може розвиватися за двома основними сценаріями:

під час викиду та накопичення водню в об'ємі приміщення з утворенням вибухонебезпечної суміші з повітрям, при наявності джерела запалювання має місце генерація ударних хвиль, що призводять до руйнування будівельних конструкцій. За цим сценарієм розвивалася аварія на Екібастузькій станції (СРСР) в 1990 р.

Викид водню з квазімиттєвим запаленням струменя Ні, що горить. За цим сценарієм протікала аварія на турбогенераторі другого енергоблоку Чорнобильської АЕС (СРСР) в 1991 р.

Пожежна небезпека під час виробництва водню.

Водень виробляється на електролізних установках. Водень отримується в результаті розкладу води на водень і кисень постійним електричним струмом.

Продуктивність електролізної установки по водню 20 м³ на годину.

Водень використовується в якості охолоджуючого середовища генераторів. Кисень викидається в атмосферу.

В зв'язку з низькою електропровідністю чистого конденсату в якості електроліту чистого конденсату використовується водний розчин їдкою калію (КОН).

Електролізна установка обладнана двома електролізерами типу СЕУ20. Один електролізер являється робочим і забезпечується покриття потреби у водні усіх генераторів АЕС, а другий знаходиться в резерві.

При необхідності (при заміні охолоджуючого середовища в генераторах) дозволяється одночасна робота двох електролізерів.

Отримані гази (водень і кисень) розподіляються по різних системам, промиваються в промивачах газів і по трубопроводах поступають:

- водень у збірники водню (ресивери);
- кисень випускається в атмосферу.

Результати аналізу пожежної небезпеки виробництва водню показали, що під час пошкодження трубопроводів установки або її розгерметизації можливий викид водню і при наявності джерела запалювання можливий вибух або спалахування.

Аналіз заходів, що передбачені під час експлуатації електролізної установки.

Процеси отримання водню методом електролізу води являються пожежовибухонебезпечними.

При порушеннях технологічного режиму і аваріях виникає небезпека витікання газів (водню і кисню), їх змішування, вибуху, пожежі, опіку лугом, ураження електричним струмом.

Обслуговування електролізних установок і ресиверів виконується в відповідності:

«Інструкцією з охорони праці апаратника електролізної установки» 1.4637Д5»

«Посадової інструкції апаратчика злектролізної установки» 1.4060ДИ.

«Інструкції по експлуатації електролізної установки типу СЕУ20. Судини для збору водню й азоту».

При експлуатації СЕУ і ресиверів водню проводяться заходи щодо попередження утворення вибухонебезпечної газової суміші, для чого передбачені газоаналізатори.

Чистота газів, які виробляються, повинна бути не нижче:

- водню 99,5%, а кисню 98,5%.

Суміш водню з киснем являється вибухонебезпечною при вмісті:

- водню у кисні від 2,6% до 95%;
- кисню у водні від 3,3% до 81,5%.

Апарати, ресивери і трубопроводи електролізних установок перед пуском і після зупинки, а також при необхідності проведення внутрішнього огляду апаратів і ресиверів, продуваються інертним газом – азотом. Забороняється:

продувати апарати і трубопроводи електролізних установок вуглекислим газом;

гасити електролізер і розподільні колонки вуглекислим вогнегасником, так як в електролізері і розподільних колонках знаходиться луг, який реагує при впливі на неї вуглекислою.

Дозволяється продування ресиверів водню вуглекислим газом (на ЮУ АЕС використовується для продування азот).

Азот, отриманий від азотнокисневої станції зі вмістом кисню в азоті не більше 2,5% ГОСТ 929374 «Азот газоподібний й рідкий. Технічні умови», використовується для продування:

- трубопроводів кисню;
- електролізної установки;
- ресиверів водню і генераторів.

Запаси азоту зберігаються у збірниках на майданчику ресиверів азоту.

Забороняється робота електролізерів:

- якщо відсутній рівень речовини в оглядових скельцях регуляторів тиску і розділювальних колонках;
- якщо різниця тиску між водневою і кисневою системами перевищує 200 мм водяного стовпа;
- якщо вміст водню у верхній частині приміщення електролізної установки більше 1,0%.

Забороняється при роботі електролізної установки і ресиверів:

- працювати без спецодягу і в одязі з короткими або заковченими рукавами;
- доторкатися без застосування електрозахисних засобів до обладнання, яке знаходиться під напругою;

- використовувати відкрите полум'я для відігрівання та визначення місць витоків газу;
- користуватися несправним: інструментом, пристроями, засобами захисту, а також засобами захисту, строк придатності яких минув, інструментом, який може дати іскру;
- відбирати проби електроліту на обладнанні, яке знаходиться під тиском;
- зберігати легкозайmistі і вибухові речовини в приміщенні електролізної установки;
- курити, користуватися відкритим вогнем, електричними нагрівальними приладами і переносними лампами у приміщенні електролізної установки біля;
- ресиверів;
- зіткнення різних масел або їх парів з обладнанням, заповненим киснем;
- так як при взаємодії масла з киснем відбувається вибух;
- різке витікання водню і кисню, так як при цьому, водень може самозайматися, а окалина в кисневому трубопроводі може дати іскру (залізо або сталь в середовищі кисню горять активно);
- попадання лугу на ізоляційні втулки стяжних болтів і на ізолятори під монополярними плитами, так як при порушенні ізоляції цих елементів може виникнути дуга, що приведе до пожежі і аварії;
- проводити ремонтні роботи на електролізері і ресиверах, підтягувати болти, гайки арматури і корпусу обладнання, яке знаходиться під тиском газу;
- повний випуск водню із ресиверів;
- проводити вогневі роботи безпосередньо на електролізері, ресиверах і трубопроводах ближче 10 м від ділянки газової схеми без наряду на виробництво вогневих робіт, виданого головним інженером;
- припиняти витіснення повітря, азоту або водню із обладнання раніше досягнення у заданих точках газової системи необхідної концентрації витісняючого газу.

Місце встановлення ресиверів повинно бути обгороджено на ресиверах виконані написи «Водень», «Вогненебезпечно». На дверях і в приміщеннях ЗУ, і на огорожі ресиверів повинні бути вивішені знаки безпеки, які забороняють користуватися

відкритим вогнем (ГОСТ 12.4.026-76). На дверях електролізної установки вивішені знаки вибухопожежної і пожежної безпеки «А», «ВГ (ГКД 34.03.10599, НАПБ 06.01599, Міненерго України, 1999 р.).

При виявленні пожежі (загоряння) необхідно:

- повідомити в пожежну частину;
- повідомити начальника зміни станції;
- вимкнути електролізну установку, знизити в ній тиск і припинити подачу водню в ресивери (при загорянні на ресиверах водню припинити подачу водню у машинний зал до генераторів);
- почати переведення електролізної установки (ресиверів) на азот;
- застосувати первинні засоби гасіння пожеж.

Результати аналізу показали, що виробництво водню на АЕС є вибухопожеженобезпечним процесом, але заходи безпеки, що передбачені на об'єкті значно знижують цю безпеку.

2.2.2. Аналіз характерних для виробництва надзвичайних ситуацій техногенного характеру

Вибухонебезпечна суміш у корпусі турбогенератора може виникнути:

- при неповній продувці турбогенератора азотом у процесі витіснення водню або повітря;
- під час попадання в турбогенератор, заповнений повітрям, водню через нещільності запірної арматури на газовому посту і відсутності розриву на газовому посту;
- під час попадання в турбогенератор повітря при невиконанні видимого розриву на трубопроводах повітря;
- при поступовому забрудненні водню повітрям, що дефундує з масла в ущільненнях і відсутності продувки;

- в апаратах системи зливу масла у сторону водню (бачка продувки, гідрозатворі) за рахунок повітря, яке виділяється з масла при великому видатку масла в сторону водню;
- картерах підшипників, зливних маслопроводах нульових і лінійних виводів 24 кВ при порушенні герметичності систем підтримання тиску в корпусі турбогенератора, відсутності вентиляції, відсутності автоматичного або періодичного контролю вмісту водню у повітрі;
- в системі технічної охолоджуючої води з причини нещільності трубок газоохолоджувачів;
- в системі охолоджуючого дистилляту з причини нещільності цієї системи в середині турбогенератора.

Вибухонебезпечне та горюче середовище, яке може виникнути за межами турбогенератору, в приміщенні машинного залу:

- при розгерметизації частини корпусу турбогенератору, де циркулює водень;
- при розгерметизації запірної арматури та трубопроводів, по яким проходить водень на території машинного залу;
- при розгерметизації запірної арматури та магістралей водню на газових постах;
- при нещільному закритті вентилів на водневопроводних магістралях;
- при відборі проб водню з корпусу турбогенератору.

2.2.3. Аналіз характерних для виробництва джерел запалювання

Джерела запалювання, характерні для АЕС:

- теплота хімічних реакцій рідкометалевих теплоносіїв з киснем повітря;
- нагріті до високої температури паропроводи турбін (275 °С);
- усмоктування масла ізоляцією паропроводу з наступним окислюванням і загорянням;
- електричного походження (електричні дуги, коротке замкнення, електричний пробій ізоляції);

- іскри розплавленого металу на промисловому майданчику АЕС і високонагріті поверхні;
- вогневі роботи;

1. Відкритий вогонь, високо нагріті поверхні, розжарені продукти горіння (1 група):

- проведення вогневих робіт на території машинного залу при проведенні плановопопереджувальних ремонтів енергоблочного устаткування та ліквідації наслідків аварійних ситуацій;
- користування відкритим вогнем робочого персоналу, порушення режиму паління на території АЕС та проведення робіт з використанням відкритого вогню;
- високонагріті поверхні технологічних апаратів, а саме високонагріті поверхні паропроводів (до 2750 °С).

2. Теплові прояви механічної енергії (друга група):

- удари твердих тіл при аваріях або проведенні ремонтних робіт;
- при швидкому витoku газу з трубопроводів (особливо при наявності продуктів корозії на стінках труб та апаратів) що може привести до іскроутворення;
- при механічній обробці твердих речовин та матеріалів при проведенні ремонтних робіт;
- при користуванні інструментом з іскроутворюючих металів під час проведення ремонтних робіт;
- при користуванні взуттям, елементи підошви якої є іскродаючі метали.

3. Теплові прояви електричної енергії (третья група):

- при іскроутворенні від короткого замкнення електроприладів;
- при проведенні електрозварювальних робіт;
- при проявленні розрядів статичної електрики незаземлених вузлів агрегатів;
- при проявленні розрядів атмосферної електрики.

4. Теплові прояви хімічних реакцій (четверта група):

- при транспортуванні хімічних речовин, що спалахують при контакті з повітрям, або іншими речовинами, які обертаються в машзалі через територію машинної зали робітниками хімічного цеху;
- при контакті масла, яке застосовується в технологічному обладнанні з киснем, що є вибухопожежонебезпечним.

При порушенні технологічного процесу змащення підшипника валу турбогенератору може виникнути аварійна ситуація, яка може привести до пожежі, тобто загоряння масла в картері підшипника валу турбогенератора.

2.2.4. Аналіз масштабів наслідків надзвичайних ситуацій техногенного характеру

Аварії на атомних електростанціях стаються не так часто, але ці аварії можуть привести до катастрофічних наслідків. Для прикладу можна привести аварію на Чорнобильській атомній електростанції, яка забрала життя не одної сотні людей. А скільки шкоди принесла навколишньому середовищу. Наслідки Чорнобильської катастрофи розповсюдились не тільки по території України, а й на сусідні держави. Аварії такого масштабу є дуже жахливими та з непередбаченими наслідками. Радіонукліди, які потрапили до ґрунту будуть давати згадку про себе не одну сотню років.

Ліквідація аварій з викидом радіоактивних речовин буде дуже небезпечною для ліквідаторів та навколишнього середовища, а також людей. Які заселяють 30 – ти кілометрову зону.

Шляхи поширення пожежі:

- наявність протяжної системи трубопроводів;
 - кабельне господарство, будівельні конструкції;
 - пластикові покриття підлог;
 - розлив великої кількості масла, просочена маслами теплоізоляція трубопроводів.
- Можливими шляхами поширення пожежі на території машинного залу ЮУ АЕС є:
- масляні комунікації та масляні тунелі системи змащення турбоустановки та інших вузлів та агрегатів;
 - комунікації системи водневого охолодження турбогенератора;

- поверхи та напівповерхи повітроводів і вентиляційні коробки;
- кабельні тунелі, підвали, напівповерхи;
- при розливі масла з системи мащення турбоагрегата пожежа може розповсюджуватись по дзеркалу розлитої рідини;
- при розгерметизації апаратів з воднем пожежа буде розповсюджуватись по газоповітряній хмарі;
- при загорянні на покрівлі машинного залу пожежа може розповсюджуватись по теплоізоляційних матеріалах на покрівлі.

2.2.5. Визначення категорії приміщення машинного залу за вибухопожежною та пожежною небезпекою

Для визначення категорії приміщення машинного залу за вибухопожежною та пожежною небезпекою треба розглянути такі питання:

1. Агрегатний стан речовин, що обертаються в машинному залі:

- водень – газ;
- мастило – рідина;
- Фізикохімічні та пожежовибухонебезпечні властивості речовин, які обертаються в машинному залі;
- максимальний тиск вибуху;
- для водню 730 кПа;
- температура спалаху;
- для мастила ОМТИ7300С;
- теплота згоряння;
- для водню 241,6 кДж/моль.

2. Концентраційні межі поширення полум'я для водню:

- $n = 4,12\%$;
- $v = 75,0\%$.

3. Наявність технічних засобів контролю та захисту від утворення вибухонебезпечних концентрацій на випадок аварії:

При перших ознаках аварії на газовому посту негайно перемикається система з водню на інертний газ – в даному випадку цим газом є азот. Азот витісняє за деякий час водень з об'єму турбогенератора та трубопроводів водню і повністю займає той об'єм, який займав водень. А водень в свою чергу скидується в атмосферу і спалюється на свічках на даху машинного залу.

4. Стійкість конструкцій машинного залу до надлишкового тиску вибуху.

Будівля машинного залу побудована з навісних залізобетонних панелей, металевих колон.

Розрахунок надлишкового тиску вибуху для водню:

$$\Delta P = (P_{\max} - P_0) \frac{mz}{V_{\text{св}} \rho_{\text{г,п}}} \frac{100}{C_{\text{ст}}} \frac{1}{E_i} \quad (2.2.5.1)$$

$$\Delta P = (730 - 101) \frac{41,9085 * 0,5}{602820 * 0,0695} \frac{100}{29,2} \frac{1}{3} = 0,36 \text{кПа} \quad (2.2.5.2)$$

де:

- P_{\max} – максимальний тиск вибуху стехіометричної газоповітряної суміші в закритому об'ємі 730 кПа;
- P_0 – початковий тиск вибуху 101 кПа;
- m – маса горючого газу;
- z – коефіцієнт участі горючого газу у вибуху 0,5;
- $V_{\text{св}}$ – вільний об'єм приміщення $300 * 51 * 39,4 = 602820 \text{ м}^3$;
- $\rho_{\text{г,п}}$ – густина газу 0,0695;
- $C_{\text{ст}}$ – стехіометрична концентрація горючого газу.

$$\tilde{N}_{\text{нò}} = \frac{100}{1 + 4,84\beta} = \frac{100}{1 + 4,84 * 0,5} = 29,2\% \quad (2.2.5.3)$$

де:

- $\beta = n_c \frac{n_i - n_x}{4} - \frac{n_0}{2}$ – стехіометричний коефіцієнт кисню у реакції згорання

$$\beta = 0,5;$$

- n_c, n_n, n_0, n_x – кількість атомів С, Н, О в молекулі пального;
- K_n – коефіцієнт, який враховує негерметичність приміщення і неадіабатичність процесу горіння, приймається 3.

$$m = (V_a + V_T) \rho_T = (588 + 15) * 0,0695 = 41,9085 \text{ кг} \quad (2.2.5.4)$$

де:

- V_a – об'єм газу, який вийшов з апарату;
- V_T – об'єм газу, що вийшов з трубопроводів, 15 м^3 .

$$V_a = 0,01 P_1 V = 0,01 * 490 * 120 = 588 \text{ м}^3 \quad (2.2.5.5)$$

де:

- P_1 – тиск в апараті, 490 кПа;
- V – об'єм апарату, 120 м^3 .

Висновок: під час розрахунку надлишкового тиску вибуху для водню було виявлено, що ця цифра (0,36 кПа) значно менше ніж 5 кПа.

Зробивши аналіз цих питань ми можемо визначити, що категорія приміщення машинного залу за вибухопожежною та пожежною небезпекою згідно НАПБ Б. 03.002-2007 «В»: Негорючі речовини і матеріали в гарячому, розжареному стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променевого тепла, іскр та полум'я; горючі газу, рідини, і тверді речовини, які спалюються, або утилізуються в якості палива.

2.2.6. Визначення класу зони у приміщенні машинного залу

Вибухонебезпечна зона – простір у приміщенні або навколо зовнішньої установки, у якому присутнє вибухонебезпечне середовище або воно може утворюватися внаслідок природних чи виробничих чинників у такій кількості, яка вимагає спеціальних заходів у конструкції електрообладнання під час його монтажу та експлуатації.

Вибухонебезпечна зона класу 2 – простір, у якому вибухонебезпечне середовище за нормальних умов експлуатації відсутнє, а якщо воно виникає, то рідко і триває недовго. У цих випадках можливі аварії катастрофічних розмірів (розриви трубопроводів високого тиску або апаратів значної місткості) не повинні розглядатися під час проектування електроустановок.

Частоту виникнення і тривалість вибухонебезпечного газопароповітряного середовища визначають за правилами (нормами) відповідних галузей промисловості.

Пожежонебезпечною зоною називається простір у приміщенні або за його межами, у якому постійно або періодично знаходяться горючі речовини як при нормальному технологічному процесі, так і при його порушенні в такій кількості, яка вимагає спеціальних заходів у конструкції електрообладнання під час його монтажу та експлуатації.

Зона класу III – простір у приміщенні, у якому знаходиться горюча речовина, яка має температуру спалаху більше 61 °С. До цієї речовини можна віднести масло, яке застосовується для змащення турбогенераторної установки та інших механізмів, які потребують змащення.

В приміщенні машинної зали, де обертається така речовина як водень та масло, клас зони буде «2», тому що у просторі машинного залу за нормальних умов буде відсутнє вибухонебезпечне середовище, а за порушенням нормальної роботи апаратів технологічного процесу може виникати. Але у цих випадках можливі аварії катастрофічних розмірів. Клас зони буде III.

РОЗДІЛ 3

ОРГАНІЗАЦІЯ ДЕРЖАВНОГО ПОЖЕЖНОГО НАГЛЯДУ ЗА ОБ'ЄКТОМ

Основним видом діяльності працівників органів державного пожежного нагляду (ДПН) є нагляд за протипожежним станом об'єктів, який здійснюється проведенням пожежно-технічних обстежень (ПТО).

ПТО проводяться з метою здійснення контролю за виконанням вимог пожежної безпеки, встановлених законодавчими та іншими нормативно-правовими актами (стандартами, нормами, правилами, положеннями, інструкціями тощо).

Згідно закону України «Кодекс цивільного захисту України» (ст. 7) та «Настанову з організації роботи органів ДПН» (п. 4.2.2). Обстеженням та перевіркам підлягають населені пункти, підприємства, установи, організації, суб'єкти підприємницької діяльності незалежно від їх організаційно правових форм та форм власності.

Під час проведення ПТО працівники органів ДПН повинні перевіряти боєздатність підрозділів відомчої, сільської та інших видів пожежної охорони, добровільних пожежних дружин (команд) (ДНД, ДПК) ПТО проводяться працівниками органів ДПН. Окрім їх до проведення ПТО можуть бути залучені працівники інших видів пожежної охорони, члени пожежно-технічних комісій (ПТК), начальники ДПД (ДПК), фахівці зацікавлених відомств та наглядових органів за узгодженням з їх керівниками. ПТО ВП ЮУ АЕС здійснюється груповим методом. Групові ПТО очолює керівник місцевого органу ДПН, проводяться групою співробітників цього органу.

З метою контролю за виконанням рішень (приписів, постанов) уповноважених осіб ДПН, а також з урахуванням сезонності, особливостей об'єктів, обстановки з пожежами, вибіркової перевірки працездатності автоматичних систем виявлення та гасіння пожежі можуть проводитись контрольні (цільові) перевірки.

На ВП ЮУ АЕС цілодобове перебування людей в наслідок чого проводяться нічні перевірки з періодичністю раз у рік місцевим органом ДПН.

ПТО та перевірки ВП ЮУ АЕС проводяться за участю відповідального за ПБ

Під час ПТО перевіряється протипожежний стан об'єкту та виконання раніше запропонованих протипожежних заходів. За всіма невиконаними запропонованими приписом заходами працівники органів ДПН повинні вжити заходів щодо притягнення винних осіб до відповідальності згідно з діючим законодавством.

При дітальному ПТО об'єкта огляду підлягають територія об'єкта, будинки, споруди, у тому числі й ті, що знаходяться в стадії будівництва або реконструкції, стан проїзних шляхів, забезпеченість і технічний стан пожежної техніки, наявність і працездатність автоматичних установок пожежегасіння й пожежної сигналізації, засобів зв'язку, стан і надійність функціонування зовнішнього й внутрішнього водопостачання.

Під час ПТО працівники органів ДПН повинні перевірити:

- діяльність адміністрації щодо забезпечення пожежної безпеки об'єкта;
- наявність розпоряджень, наказів та інструкцій з питань пожежної безпеки;
- виділення асигнувань на протипожежні заходи та придбання протипожежного обладнання;
- включення до виробничофінансових планів протипожежних заходів;
- дотримання правил проведення вогневих робіт;
- організацію роботи пожежнотехнічної комісії;
- боекздатність відомчої пожежної охорони й добровільної пожежної дружини (команди) та якість профілактичної роботи, яка ними проводиться;
- порядок організації та якість проведення протипожежного інструктажу та зайняти за програмою пожежнотехнічного мінімуму з робітниками й службовцями;
- знання робітниками об'єкта питань пожежної безпеки, обов'язків на випадок виникнення пожежі;
- організацію навчання та перевірки знань з питань пожежної безпеки посадових осіб;
- наявність обліку пожеж та реагування на них адміністрації об'єкта.

Заходи з усунення недоліків у діяльності адміністрації щодо забезпечення пожежної безпеки об'єктів, що перевіряються відображаються у приписі. У разі необхідності працівником ДПН може бути складена довідка у двох примірниках, один з яких вручається керівникові об'єкта, а другий зберігається в наглядовій справі.

За наслідками пожежнотехнічних обстежень державний інспектор з держпожнагляду складає документи основні та ті, що носять рекомендаційний характер.

До основних відноситься «Припис». у випадках коли не виконуються або порушуються правила та вимоги пожежної безпеки, при невиконанні приписів, постанов органів ДПН, використання пожежної техніки та засобів пожежегасіння не за визначенням на порушників (керівників та працівників підприємств, установ, організацій й інших громадян) складається «Протокол про адміністративні правопорушення», а також згідно з Настановою з організації роботи органів державного пожежного нагляду (п. 4.5.8) складається «Постанова про застосування заходів».

Припис має два розділи. До першого розділу включаються невиконані заходи з попереднього припису й з зазначенням минулих термінів їх виконання, а в другий нові запропоновані заходи і термін їх виконання.

Припис складається не менш ніж в двох примірниках: 1й не пізніше п'яти робочих днів після закінчення обстеження вручається керівникові об'єкта для виконання, а другий з підписом керівника щодо погоджених термінів та одержання залишається в органі ДПН для здійснення контролю.

Припис держпожнагляду підписує державний інспектор, який провівши обстеження. Цей документ (припис) зберігається в наглядовій справі до години повного його виконання, алі не менше п'яти років.

За висновками обстеження державних, відомчих, кооперативних житлових будинків приписи вручаються керівникам відповідних житлових організацій.

Припис може бути оскаржений до вищого чи органу посадовій особини держпожнагляду в 10-денний термін з дня їх вручення.

З метою контролю за виконанням рішень (приписів, постанов) уповноважених осіб органів ДПН, а також з урахуванням сезонності, особливостей об'єктів, обстановки з пожежами, вибіркової перевірки працездатності автоматичних систем виявлення та гасіння пожежі можуть проводитись контрольні (цільові) перевірки.

При проведенні обстеження в попередньому приписі державний інспектор винний зробити відмітки. При виконанні протипожежних заходів напроти шкірного з них робиться позначка «виконано», при невиконанні вказуються заходи, які вжиті до винних осіб, та запобіжні заходи.

Запобіжні заходи застосовуються при порушенні правил пожежної безпеки, що створюють загрозу виникнення пожежі або перешкоджають її гасінню, евакуації людей, при відсутності дозволу на качан роботи, а також у випадках випуску пожежонебезпечної продукції, систем та засобів протипожежного захисту з відхиленням від стандартів, технічних розумів або їх відсутності.

Згідно з настановою з організації роботи органів державного пожежного нагляду, затвердженою наказом МВС України від 15.01.2001 р. № 28, головний державний інспектор з пожежного нагляду та заступники, головні державні інспектори з пожежного нагляду областей, міста Києва та їх заступники, державні інспектори з пожежного нагляду центрального й територіального органу ДПН мають право припинити частково або повністю роботу підприємства, окремого виробництва, випуск та реалізацію пожежонебезпечної продукції, систем та засобів протипожежного захисту, заборонити експлуатацію будинків чи споруд, а також дію виданих дозволів.

Головні державні інспектори мають такі ж самі права відносно будинків і споруд за письмовим розпорядженням з територіального органу ДПН, а також призупинити дію виданих ними дозволів.

Також державні інспектори пожежного нагляду можуть заборонити експлуатацію:

- окремого приміщення;
- опалювального приладу;
- ділянки електричної мережі.

Рішення про застосування запобіжних заходів оформляється постановою, яка вручається керівникові об'єкта протягом 10 діб після її винесення й діє до усунення порушення. Постанова вручається під підпис керівникові об'єкта та приводиться в дію особою, яка її винесла або за її дорученням іншим державним інспектором шляхом опечатування, опломбування (якщо це можливо) з відміткою в постанові. Постанова реєструється в спеціальному журналі.

Постанова про застосування запобіжних заходів може бути оскаржена у вищому органі або посадовій особі ДПН протягом п'яти робочих днів з дня її вручення. Подання скарги дії ухвали не припиняє. Постанову своїм рішенням може змінити або відмінити особа, яка винесла її, або вища посадова особа органу ДПН.

У разі усунення порушення вимог пожежної безпеки або необхідності проведення робіт з виконанням протипожежних заходів особою, яка винесла постанову про застосування запобіжних заходів або за її дорученням іншим державним інспектором приймається рішення з відміткою в постанові про дозвіл на подальшу експлуатацію (роботу) об'єкта, агрегату або призупинення дії ухвали й з зазначенням термінів виконання протипожежних заходів.

Облік та аналіз пожеж – облік пожеж запроваджено з метою аналізу причин та розумів виникнення, оцінки стану пожежної безпеки, прогнозування ситуацій і розроблення запобіжних заходів для захисту життя й здоров'я громадян, майна,

приватної, колективної та державної форм власності від пожеж, підтримання належного рівня пожежної безпеки на об'єктах і в населених пунктах та створення розумів для гасіння пожеж.

Облік пожеж та наслідків від їх на об'єктах здійснюється згідно Закону України «Про пожежну безпеку» (ст. 13), згідно з Правилами обліку пожеж, затвердженими Постановою Кабінету Міністрів України від 21.10.2005 р. № 1943 «Про стан забезпечення пожежної безпеки та заходь щодо її поліпшення», яка уведена в дію наказом МВС України від 3.12.99 р. № 932. про заходь щодо організації виконання Ухвали Кабінету Міністрів України від 21.10.2005 р. № 1943.

Згідно Закону України «Про пожежну безпеку» Міністерства, інші центральні органи державної виконавчої влади, підприємства, установи та організації повинні вести облік пожеж, виникаючих на об'єктах, що належати або підконтрольні їм, аналізувати заподій їх виникнення та приймати заходь що до їх усунення. Облік пожеж та наслідків від їх здійснюється за формою, затвердженого Держкомстатом та МВС України.

За кожною пожежею безпосередньо після її ліквідації комісією проводиться технічне розслідування й складається акт не менш як в двох примірниках, один з яких залишається в місцевому органі ДПН, другий передається представнику адміністрації об'єкта (власнику), потерпілому на їх вимогу. До складу комісії включається представник органу ДПН, представник адміністрації об'єкта (власник), потерпілий а також можуть включатися працівники міліції, страхових організацій (компаній), фахівці та інші особи.

Акт про пожежу та гасіння якої підрозділи державної пожежної охорони не викликались, складається комісією в такому ж складі протягом п'яти діб після надходження інформації до органу ДПН.

Порядок обліку пожеж і загорянь

Обліку підлягають усі пожежі та загоряння, незалежно від місця їх виникнення та наслідків.

РОЗДІЛ 4

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ПОЖЕЖНОТЕХНІЧНИХ ОБСТЕЖЕНЬ ТА ПЕРЕВІРОК ОБ'ЄКТУ

Нормативна база:

- Конституція України від 28.06.96 р.;
- Закон України «Кодекс цивільного захисту України»;
- Положення про державну пожежну охорону, затверджене постановою КМ України від 16.05.2017 р. № 508 «Про заходь щодо виконання Закону України «Про пожежну безпеку».

Закон України «Про внесення змін до Кодексу України про адміністративні правопорушення щодо посилення адміністративної відповідальності у вигляді штрафу».

Кодекс України про адміністративні правопорушення.

Закон України «Про порядок використання кримінальних покарань заходів адміністративного стягнення у вигляді штрафу» від 17.07.2013 р.

Закон України «Про внесення змін у законодавчі акти України щодо посилення відповідальності за порушення встановлених законодавством вимог пожежної безпеки» від 19.11.2013 р.

Про стан забезпечення пожежної безпеки та заходь щодо її поліпшення. Затверджено Постановою Кабінету Міністрів від 21.10.2007 № 1943.

Настанова з організації роботи органів державного пожежного нагляду. Затверджена наказом МВС України від 15.01.2001 № 28.

Про заходь щодо організації виконання Ухвали Кабінету Міністрів України від 21.10.99. №1943. Затверджено наказом МВС України від 3.12.2006 № 932

Програма першочергових заходь підвищення пожежної безпеки АЕС

ВБН В.01.0462004/111 Правила пожежної безпеки при експлуатації

АЕС.

Опис послідовності проведення обстеження і які порушення вимог ППБ, ДБН виявлені:

1 ЕТАП

Підготовка до проведення пожежнотехнічного обстеження (ПТО)

1. Вивчення документів.

1.1. Законодавчих актів з питань пожежної безпеки (ПБ), підзаконних актів, Постанов КМУ, Указів Президента України щодо питань ПБ.

1.2. Нормативнотехнічних.

1.2.1. Постанов та розпоряджень місцевих органів державної влади з питань ПБ.

1.2.2. Наказів, вказівок, розпоряджень, інформаційних листів, оглядів, рекомендацій, рішень колегій МВС України, МВС України, ГУДПО МВС України, УВС, УДПО УМВС України в областях.

1.2.3. Правил пожежної безпеки в Україні та для різних галузей народного господарства (згідно з Державним реєстром).

1.2.4. ДСТУ, ДЕРЖСТАНДАРТ, ОСТ, СТСЄВ, Сніп, ВСН, ВНТП.

1.2.5. Відомчих наказів, вказівок, постанов, інформаційних листів, рекомендацій, оглядів.

1.3. Документів нагляду, довідкової та допоміжної літератури.

1.3.1. Наглядової справи.

1.3.2. Описів технологічного процесу, технологічних регламентів та ін.

1.3.3. Довідників та технічної літератури.

1.3.4. Інформацій про пожежі, вибухи, аварії та ін.

1.3.5. Журналів «Пожежна безпека», «ЧС», «Пожежна справа», «Реферативних журналів», «Експресінформацій» та ін.

2. Перевірка керівником органу ДПН рівня підготовки робітників до проведення ПТО та знання ними.

2.1. Прав та обов'язків держпожнагляду (згідно з чинним законодавством).

2.2. Законодавчих, підзаконних, нормативних, наглядових та ін. документів, передбачених першим етапом.

2.3. Особливостей пожежної безпеки об'єкта та стан його протипожежного захисту.

2.4. Вимог техніки безпеки з урахуванням особистостей об'єкта.

3. Організаційне забезпечення ПТО.

3.1. Сповіднення керівників цехів, погодження термінів проведення ПТО та склад у комісії.

3.2. Залучення (при необхідності) фахівців науководослідних установ, проектних організацій до участі в розробці заходів із забезпечення пожежної безпеки, проведення пожежнотехнічних експертиз, контролю за дотриманням правил пожежної безпеки.

3.3. Узгодження (при необхідності) питань з приводу проведення перевірок разом з іншими наглядовими органами (держенергонагляд, держкомохоронипраці, держсанепідемслужба та ін.).

3.4. Вимагати (при необхідності) відомості та документи, які характеризують стан пожежної безпеки об'єкта.

3.5. Нарада з організації проведення ПТО з членами комісії та іншими посадовими особами об'єкта, їхній інструктаж.

3.6. Сповіднення персоналу об'єкта про проведення ПТО.

2 ЕТАП

Проведення пожежно технічного обстеження (ПТО).

1. Перевірка організації роботи адміністрації йз забезпечення ПБ об'єкта.

1.1. Організаційного та нормативного регламентування протипожежного захисту (ППЗ).

1.1.1. Ступінь виконання постанов, наказів, вказівок, розпоряджень органів державної влади, відомчих організацій, що стоять вище, з питань ПБ.

1.1.2. Організація контролю за виконанням власних наказів та ступінь їх виконання.

1.1.3. Організація виконання капітальних протипожежних заходів.

1.1.4. Розробка заходів з посилення ППЗ на основі аналізу протипожежного стану. Реагування у випадку пожеж, загорянь та порушень правил пожежної безпеки (ППБ).

1.1.5. Наявність та організація виконання нормативних документів (ДСТУ, ТУ, галузевих правил та ін.), а також якість об'єктових інструкцій, пам'яток по забезпечення ПБ.

1.1.6. Включення питань забезпечення ПБ у функціональні обов'язки посадових осіб об'єкта.

1.2. Виконання посадовими особами обов'язків із забезпечення ППЗ.

1.2.1. У додержанні протипожежного режиму й вимог, які були викладені в підрозділі 1.1 іншого етапу.

1.2.2. При експлуатації електрогосподарства.

1.2.3. При експлуатації вентиляційних систем та устаткування.

1.2.4. При експлуатації теплогенеруючого устаткування.

1.2.5. При експлуатації технологічного обладнання.

1.2.6. При експлуатації контрольних вимірювальних приладів і засобів автоматики.

1.2.7. При проведенні вогневих, вогнебезпечних і будівельно монтажних робіт.

1.2.8. При експлуатації засобів пожежної автоматики.

1.2.9. З утримання засобів пожежегасіння (автомобілі, мотопомпи, внутрішнє та зовнішнє водопостачання та ін.).

При виконанні перевірки за зазначеними пунктами слід приділити увагу:

- якості розробки інструкцій про заходи ПБ та контролю за їх виконанням;
- організації та проведенню ТЕ та ППР;
- аналізу пожеж, загорянь, аварій та розробці заходів з їх попередження;
- організації виробничого навчання персоналу об'єкта.

1.3. Доля громадськості в забезпеченні ПБ. Протипожежна пропаганда.

1.3.1. Організація роботи пожежно-технічної комісії, добровільних пожежних формувань.

1.3.2. Проведення пожежно-технічних конференцій, семінарів, бесід, лекцій та ін.

1.3.3. Обладнання кабінетів, кутків з охорони праці й ТБ матеріалами та посібниками з ПБ.

1.3.4. Використання об'єктових радіовузлів, багатотиражних та стінних газет для пропаганди заходів ПБ.

1.3.5. Наявність знаків безпеки, плакатів та попереджувальних написів, покажчиків вододжерел, шляхів евакуації тощо.

1.3.6. Нанесення коротких закликів, нагадувань з питань ПБ на впакуваннях і безпосередньо на виготовленій продукції.

Надання допомоги.

Використання заходів ДПН.

2. Перевірка відповідності фактичного рівня ППЗ вимогам норм та правил ПБ.

2.1. Протипожежний захист будівель, споруд та зовнішнього устаткування.

2.1.1. Перевірка під година обстеження фактичного виконання організаційних заходів, які передбачені нормативно розпорядчими документами адміністрації, згідно з вимогами першого розділу іншого етапу.

2.1.2. Відповідність необхідного ступеня вогнестійкості та граничної поверховості, меж вогнестійкості конструкцій.

2.1.3. Визначення необхідного членування будівлі протипожежними перешкодами, правильність розміщення вибухонебезпечних виробництв.

2.1.4. Припустимість розміщення виробництва в підвальних приміщеннях.

2.1.5. Припустимість та відповідність вбудованих приміщень, комор та ін.

2.1.6. Відповідність підвісних стель та оздоблення стін.

2.1.7. Додержання вимог ПБ при експлуатації технологічного обладнання.

2.1.8. Конструктивно плануючі рішення. Шляхи евакуації.

2.1.9. Стан електрогосподарства.

2.1.10. Стан систем опалення та теплогенеруючого обладнання.

2.1.11. Стан систем вентиляції, пневмотранспорту та кондиціонування повітря.

2.1.12. Відповідність та працездатність внутрішнього протипожежного водогону, наявність інструкцій, відповідних схем, знання та виконання їх.

2.1.13. Відповідність централізованих систем сповіщення про пожежу. Наявність відповідних інструкцій, знання та виконання їх.

2.1.14. Відповідність та працездатність систем зв'язку, автоматичного пожежегасіння та сигналізації, організація їх ТЕ й ППР. Наявність інструкцій, знання та виконання їх.

2.1.15. Відповідність та працездатність первинних засобів пожежегасіння та вміння користуватись ними.

2.1.16. Утримання будівель, приміщень, горищ, завантаження приміщень, порядок збору обтирочних матеріалів, додержання протипожежного режиму.

2.1.17. Наявність ЛЗР та ГР у технологічних операціях миття, знежирювання та розконсервації.

2.1.18. Відповідність порядку проведення вогневих та вогнебезпечних робіт.

2.1.19. Наявність показників приміщень за категоріями пожежної небезпеки виробництв і класу зон за ПУЕ, знаків безпеки, інструкцій для окремих приміщень, матеріалів наочної протипожежної пропаганди, табелів бойових розрахунків ДПД.

2.1.20. Відповідність планів та інструкцій з евакуації.

2.1.21. Оцінка фактичної протипожежної підготовки робочих та службовців.

2.2. Загальнооб'єктові заходи та утримання території.

2.2.1. Перевірка під година обстеження фактичного виконання організаційних заходів, які передбачаються нормативно - розпорядчими документами адміністрації, у відповідності до вимог і розділу іншого етапу.

2.2.2. Розміщення будівель та споруд по відношенню до поряд розташованих житлових та лісових масивів, автомобільних доріг та залізниць, виробництв, ліній електромереж та ін. об'єктів.

2.2.3. Достатність і стан внутрішніх об'єктових доріг, проїздів та вільний доступ до вододжерел, будівель та споруд.

2.2.4. Наявність і відповідність вимогам норм мережі зовнішнього протипожежного водопостачання, забезпечення її експлуатаційної надійності.

2.2.5. Наявність та достатність показників знаків безпеки, попереджуючих написів, світлових показників пожежних вододжерел та ін.

2.2.6. Своєчасне звільнення території від технологічних відходів, сміття та ін., стан протипожежного режиму.

2.2.7. Наявність та стан пожежної техніки та засобів пожежегасіння, умови їх зберігання, термін та якість проведення ТЕ.

2.2.8. Перевірка боєздатності ПСО, СПК, ДПД, проведення пожежно-технічних навчань з гасіння умовної пожежі.

2.2.9. Виконання протипожежних заходів при будівництві та реконструкції об'єкта.

Надання допомоги.

Використання заходів ДПН.

3. Узагальнення матеріалів ПТО, оцінка діяльності адміністрації з забезпечення ПБ об'єкта.

3.1. Узагальнення матеріалів обстеження, розробка заходів та обґрунтування їх нормами та правилами.

3.2. Уточнення термінів виконання протипожежних заходів, обговорення підсумків обстеження з керівним складом об'єкта та вручення припису ДПН і акту перевірки боєздатності ДПД (ПСО та ін.).

3.3. Обговорення підсумків обстеження з робочими та службовцями об'єкта (проведення загальних зборів, конференції тощо).

Надання допомоги.

Використання заходів ДПН.

3 ЕТАП

Контроль та заходи з усунення недоліків у ППЗ об'єктів.

1. Здійснення контролю силами ДПН.

1.1 Контроль виконання заходів у повному обсязі приписів та актів.

1.1.1 Організаційні заходи з забезпечення виконання вимог ДПН.

1.1.2 Фактичне виконання заходів за приписом ДПН та актом перевірки боєздатності ДПД.

1.2 Вибірковий контроль.

1.2.1. Надання допомоги.

1.2.2. Використання заходів ДПН.

2. Здійснення контролю об'єктовими протипожежними формуваннями.

2.1. Пожежно технічними комісіями згідно з приписом та власним актом перевірки.

2.2. ДПД, ПСО, СПК за дотриманням протипожежного режиму.

РОЗДІЛ 5

АНАЛІЗ СТАНУ ТЕХНОГЕННОЇ БЕЗПЕКИ ОБ'ЄКТА ТА РОЗРОБКА ІНЖЕНЕРНО – ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ПО ЙОГО ПОКРАЩЕННЮ

5.1. Запобігання надзвичайних ситуацій техногенного характеру

Запобігання надзвичайних ситуацій техногенного характеру, що передбачені під час експлуатації турбогенераторів.

Біля турбогенератора введена заборонна зона, в якій заборонені роботи з відкритим вогнем. В цю зону входять: турбогенератор, основний і аварійний газовий пост, відводи турбогенератора, трубопроводи водню і весь простір навколо них на відстані 10м.

Повинні бути вивішені плакати «Водень. Вогненебезпечно!». Персонал, який обслуговує систему водневого охолодження турбогенератора та проводить на ньому ремонт, повинен мати принципову схему газозабезпечення турбогенератора, вимоги протипожежної безпеки.

Небезпека виробництва робіт з воднем полягає у можливості виникнення вибухонебезпечної суміші водню з повітрям, при вмісту в ній водню від 4 до 75%, у корпусі турбогенератора в апаратах і трубопроводі газової системи.

Вибухонебезпечна суміш може спалахувати:

- від відкритого полум'я і від місцевого нагріву;
- під час швидкого витоку газу (особливо при наявності продуктів корозії на стінках труб і апаратів).

Вибухонебезпечна суміш у корпусі турбогенератора може виникнути:

- при неповній продувці турбогенератора азотом у процесі витіснення водню або повітря;
- під час попадання в турбогенератор, заповнений повітрям, водню через нещільність арматури на газовому посту і відсутності розриву на газовому посту;
- під час попадання в турбогенератор, повітря при невиконанні видимого розриву на трубопроводах повітря;
- при поступовому забрудненні водню повітрям, що дифундує з масла в ущільненнях і відсутності продувки;

- в апаратах системи зливу масла в сторону водню (бачка продувки, гідрозатворі) за рахунок повітря, яке виділяється з масла при великому видатку масла в сторону водню;
- картерах підшипників, зливних маслопроводах, кожухах нульових і лінійних виводів 24 кВ при порушенні герметичності систем підтримання тиску в корпусі турбогенератора, відсутності вентиляції, відсутності автоматичного або періодичного контролю вмісту водню у повітрі;
- в системі технічної охолоджуючої води з причини нещільності трубок газоохолоджувачів;
- в системі охолоджуючого дистилляту з причини нещільності цієї системи всередині турбогенератора.

У зв'язку з вказаними причинами пожеж, на АЕС передбачені наступні заходи безпеки:

Під час виведення в ремонт обладнання і трубопроводів газомасляної системи, необхідно від'єднати трубопроводи (з установкою заглушок), по яким в ділянки ремонту може проникнути водень через нещільно закриті вентиляції із других ділянок, які знаходяться під тиском.

Забороняється:

- знижувати тиск водню в корпусі турбогенератора до $P = 0$ кгс/см²;
- проводити ремонтні роботи на корпусі турбогенератора, підтягувати болти, гайки арматури і корпуса обладнання, яке знаходиться під тиском водню;
- проводити вогневі роботи безпосередньо на корпусі турбогенератора і трубопроводів ближче 10 м від ділянки газової системи турбогенератора без наряду на виробництво вогневих робіт, виданого головним інженером;
- проведення таких робіт дозволяється виконувати за нарядом, в окремих випадках в наряді повинні вказуватись додаткові засоби пожежної небезпеки
- (установка щитів, перевірка повітря на відсутність водню, наявність засобів пожежогасіння);

- припиняти витіскування повітря, азоту або водню з турбогенератора раніше досягнення, у передбачених місцях газової системи, концентрації газу, що витісняє або витісняється.

Оглядові скельця зливних маслопроводів підшипників і ущільнень повинні освітлюватися світильниками в вибухозахищеному виконанні.

З метою запобігання самозаймання водню при великій швидкості витікання відкривати вентиля в газовій системі плавно. без поштовху, не допускати великої швидкості витікання газу.

Для забезпечення безпечної роботи газової системи:

підтримувати високу чистоту водню (не менше 98%) в корпусі турбогенератора і в усіх апаратах, які знаходяться під тиском водню:

- не допускати підвищення вмісту водню в картерах підшипників більше 2%, в струмопроводах більше 1%;
- в масляному баку водень повинен бути відсутній;
- не допускати підвищення вмісту кисню у водні в корпусі турбогенератора більше 1,2%, а в поплавковому гідрозатворі бака продувки і водневовидільному баку маслоочищувачів установки більше 2%.

При виникненні загоряння або пожежі на турбогенераторі оперативному персоналу діяти в залежності від місця загоряння і небезпеки для обладнання і персоналу, використовуючи картки пожежогасіння.

При виникненні пожежі на газовому посту турбогенератора при відборі водню на хімічний аналіз або при аварійному пропуску водню через прокладки необхідно закрити вентиль на газовому посту з використанням брезентових рукавиць, при необхідності застосовувати вогнегасник або інертний газ.

Якщо загоряння не вдається ліквідувати, турбогенератор вимкнути з мережі, і, використовуючи аварійний газовий пост, подати азот в турбогенератор при одночасному видаленні водню із корпуса турбогенератора. Загоряння водню гасити первинними засобами пожежогасіння.

При виникненні пожежі в газомасляній системі турбогенератора турбогенератор вимкнути з мережі, зняти напруг вимкненням збуджувача; подати азот в турбогенератор, підшипники, струмопроводи при одночасному видаленні водню із корпуса турбогенератора.

Забороняється! При пожежі (загорянні) всередині турбогенератора повністю зупинити турбогенератор, (до ліквідації пожежі в турбогенераторі) з горизонтальним валом для уникнення прогину валу від одностороннього нагріву. Під час гасіння пожежі 'потрібно підтримувати частоту обертів валу не більше 10% номінальної або включити валоповоротний пристрій.

Аналіз заходів пожежної безпеки показав, що небезпека виробництва робіт з воднем полягає у можливості виникнення вибухонебезпечної суміші водню з повітрям, при вмісті в ній водню від 4% до 75%, у корпусі турбогенератора в апаратах і трубопроводах газової системи. Вибухонебезпечна суміш може спалахувати. Передбачені на станції заходи безпеки значно зменшують небезпеку виникнення пожеж під час експлуатації турбогенераторів.

5.2 Локалізація надзвичайних ситуацій (аварій) на об'єкті

Стационарна система пожежегасіння призначена для виявлення, локалізації і гасіння пожежі з одночасною подачею світлових та звукових сигналів оповіщення.

Для виявлення пожежі в приміщеннях, що захищаються, і передачі сигналу на автоматичний пуск пожежних насосів і відкриття засувки застосовується автоматична пожежна сигналізація, прийомні станції якої розміщуються на БЩУ.

Для захисту від пожежі в реакторному відділенні кабельних споруд і технологічних приміщень, що використовують масло ТП22, спроектовані роздільні установки автоматичного стационарного пожежегасіння (АПГ). Установки АПГ кабельних споруджень в обстрійці РВ та в гермозоні та ГЦН у герметичній зоні відносяться до захисних пристроїв систем безпеки і складаються з трьох незалежних один від одного систем.

Кожна з трьох систем АПГ має у своєму складі бак запасу води $V = 71,5 \text{ м}^3$, відм. 32,40 м, пожежний насос $P = 80 \text{ м.в.ст}$, $Q = 320 \text{ м}^3/\text{год}$, відм. 28,8, вузли керування, мереж, що підводять, розподільчі і живлячі трубопроводи. Технологічні приміщення з масло системами що знаходяться в обстрійках реакторних відділень (РВ), обладнаються установками пожежегасіння. Підведення води до цих АПГ здійснюється від системи пожежегасіння.

Система АПГ змонтована в наступних приміщеннях:

- кабельні приміщення ЕЕТП відм.0.000 і відм.8.40;
- кабельні приміщення РВ з шахтами;
- кабельні приміщення ОРДЕС відм. 0.00 приміщення кабельних гермопроходок;

- кабельний коридор;
- приміщення масло систем ГЦН;
- приміщення масло систем підживлюючих насосів;
- приміщення масло охолоджувачів трансформатора на силових трансформаторах;
- трансформатори світлового двору;
- приміщення масло господарства БНС.

Пожежна сигналізація змонтована в більшості приміщень електроцеху.

В усіх кабельних приміщеннях реакторного відділення за винятком масло господарства, обстройки РВ і гермозони встановлені датчики ДПП1.

Датчики ДПП2 (СП2125) встановлені в кабельних відсіках машинного залу, масло господарства турбіни і генератора і масло охолоджувачів трансформаторів.

Датчики ДПС038 встановлені в приміщеннях масло систем реакторного відділення і ДГС і масло охолоджувачів трансформатору.

Для запуску пожежегасіння трансформаторів по місцю в ручному режимі встановлюються кнопкові пости біля кожної фази. Трансформатори захищає система пожежегасіння з зрошувачами ОПД. Один від одного трансформатори роз'єднані протипожежними стінами.

Навколо трансформаторів виконано обвалування. Для аварійного зливу масла передбачені ємності по 100 м³ на кожному світловому дворі.

В усіх кабельних приміщеннях на системах пожежегасіння встановлені зрошувачі ДВ12. На системах пожежегасіння забезпечується захист масло господарств, блокових трансформаторів встановлені ОПД.

Автоматичне водяне пожежегасіння складається з наступних складових частин:

Перша частина.

Баки системи АПГ 3 шт. $V = 71,5 \text{ м}^3$ встановлені в камерах пожежегасіння посистемно і дубльована по всіх трьох системах безпеки:

- 1) бак пожежегасіння;
- 2) електронасос подачі води;
- 3) електрифікованна арматура.

Зазначена система АПГ забезпечує захист системних приміщень реакторного відділення.

Друга частина.

До загальноблокової системи безпеки віднесені приміщення масло господарства ГЦН і підживлюючих насосів.

У приміщенні А105 знаходяться секційні засувки, що забезпечують водою з кільцевого протипожежного водопроводу машзалу приміщень А113 та А315/1,2.

У приміщенні А118 знаходяться секційні засувки, що забезпечують водою з кільцевого протипожежного водопроводу машзалу приміщень А018/1,2,3 та А020.

Третя частина.

Пожежегасіння кабельних відсіків, маслогосподарства машзала, блокових трансформаторів і маслоохолоджувачів забезпечується від кільця протипожежного водопроводу машинного залу.

Сигналізація в кабельних приміщеннях і шахтах реакторного відділення виконана багато променева (трьома рівнобіжними променями в залежності від напрямку). Один промінь сигналізація на БЦУ, рівнобіжний промінь на запуск системи АПГ, третій промінь напрямку виводиться на пульти ППС1 керування роботою системи вентиляції та димовилучення відповідних систем безпеки.

У машзалі 1 черги виконана двопротипожежна схема сигналізації. При спрацьовуванні одного сповіщувача в одному промені випадає сигнал «Увага», при спрацьовуванні одного сповіщувача в другому промені випадає сигнал «Тривога» і відбувається запуск системи ППА.

Багатопротипожежна сигналізація дозволяє робити гасіння пожежі в кожному з напрямків за допомогою однієї, двох та трьох засувок АПГ кожної із систем безпеки.

На блоках № 1 та № 2 є пожежонебезпечні приміщення ЕЦ.

До них відносяться:

- кабельні приміщення і кабельні шахти в реакторному відділенні, обладнані стаціонарною системою пожежегасіння;
- блочні трансформатори встановлені на світловому дворі в вісях першого і другого блоків. На кожному світловому дворі встановлено: два трансформатори особистих

потреб 1ВТО1 та 1ВТО2 з ємністю масла 22 тони; один блочний трансформатор 1ГВОО з ємністю мастила 80 тон. При вибуху трансформатора першого чи другого блоку можливе розкидання палаючого масла;

- кабельний напівповерх загально станційного КРП6кВ має АГП (відс. 1, відс. 2) відм. 0.00 і розташовані в окремому приміщенні.

Навколо головного корпусу першої черги є зовнішній протипожежний водогін, колодязі пожежних гідрантів обладнані місцями для заземлення пожежної техніки.

Біля входу в кожний кабельний відсік, РВ, а так само перед входом в КРП і приміщень маслоохолоджувачів є місце для підключення заземлення ПТО.

Кожне місце підключення заземлення зв'язане з загальним контуром блоку, і на місці позначене.

Кабельні відсіки, реакторне відділення, а також приміщення КРП обладнані системою димовилучення, керованої на місці.

Під час міжремонтного періоду устаткування ЕЦ обслуговує три особи.

Усі приміщення укомплектовані первинними засобами пожежегасіння

Є чергове і робоче освітлення 220В.

На АЕС добре розвинена мережа протипожежного водогону.

По першій черзі АЕС передбачається окрема система протипожежного водогону високого тиску, що забезпечує пожежегасіння всіх об'єктів АЕС першої черги.

Стаціонарна система пожежегасіння реакторних відділень першого та другого блоків прийнята локальною і виконана з трьох незалежних одна від одної систем.

Зовнішнє протипожежне водопостачання забезпечується від насосної станції пожежегасіння двома пожежними насосами ($Q=1250\text{м}^3/\text{Год.}$) $P=10,6\text{атм.}$; в резерві два насоси з дизельним приводом ($Q=400\text{м}^3/\text{Год.}$) $P=10,5\text{атм.}$, і кільцевим водогоном діаметром 400–300мм і 250–200мм.

На зовнішній мережі протипожежного водогону для пожежегасіння об'єктів АЕС діє 31 пожежний гідрант (блок 12).

В будівлях першої черги ЮУ АЕС є мережа внутрішнього протипожежного водогону з відводами до пожежних кранів для приєднання пожежних рукавів діаметром 51 мм. (452 пожежних крана).

За нормальних умов мережа протипожежного водогону знаходиться під тиском від насосів технічної води, розташованих в БНС першої черги.

При виникненні пожежі автоматично вмикаються насоси високого тиску насосної станції пожежегасіння, яка розташована за хімводоочисткой.

На першій черзі ЮУ АЕС для енергоблока № 1 виконано 40, для енергоблока № 268 стаціонарних систем пожежегасіння, які розташовані на об'єктах головного корпусу, спецкорпусу, трансформаторів, кабельних тунелів, напівповерхів та шахт, призначених для автоматичного гасіння пожежі:

- на маслобаках турбогенераторів блоків № 1 та № 2;
- на блочних трансформаторах 1Т, 2Т;
- на трансформаторах особистих потреб (ТСН1 №1,2, ТСН2 №1,2);
- на пускорезервному трансформаторі 1ПРТ, 2ПРТ;
- на масло господарстві систем змащення ГЦН № 14 приміщення А102/1,2 блоки № 1 та № 2;
- на маслобаках системи змащення підживлюючи насосів 1го контуру (приміщення № 018) 16 блоків № 1 та № 2;
- у 14-ти загально блочних відсіках кабельного напівповерху деаераторного відділення (ДВ) № 1 та № 2 (відмітка 5.12);
- у 15-ти відсіках кабельного напівповерху ДВ (відм.4.0);
- у 14-ти напрямках відсіків кабельного прохідного тунеля ДВ (відм.6.40) і кабельного тунеля спец корпусу (СК) (відм.4.5);
- у 18-ти напрямках кабельних шахт та відсіків тунелів негерметичної зони реакторного відділення (РВ);
- у 35-ти напрямках приміщень герметичної зони РВ;
- у 14-ти напрямках на гасіння масло господарства турбінного цеху;
- у двох напрямках кабельного напівповерху, кабельного тунеля пускорезервної котельної.

Всі кабельні приміщення, які знаходяться поза герметичною зоною РВ передбачено по одному вводу в кабельний відсік від кільцевої водогінної мережі будівель вузла бора.

В усі кабельні приміщення, які знаходяться в герметичній зоні РВ передбачено по два вводи в кожне приміщення від кільцевої водогінної мережі будівлі вузла бора.

Витрати води на пожежогасіння:

- а/ на зовнішнє пожежегасіння головного корпусу АЕС=25 л/сек;
- б/ для внутрішніх пожежних кранів з розрахунку роботи двох кранів по 2,6 л/сек 5,2 л/сек.;
- в/ охолодження ферм машзалу працюють 25 лафетних стволів з витратою 38 л/сек.

Джерелом протипожежного водопостачання першої черги є система технічного водопостачання невідповідальних споживачів АЕС із забором води з підвідного каналу.

Необхідний вільний напір при роботі пожежних кранів складає 60 м. Протипожежні насоси встановлені на блочних насосних станціях блоків № 1 та № 2.

Система протипожежного водопроводу виконана кільцевим трубопроводом діаметром 300-400 мм, вводи в головний корпус діаметром: 200-250 мм. На мережі на відстані не більш 120 м установлений 31 підземний пожежний гідрант. Для відключень або переключень під час ремонту на мережі і на вводах до будівель встановлюються засувки. Вся арматура монтується в колодязях, виконаних по типовим проектам.

У будівлі машинного залу на протипожежному колекторі передбачено три вихідних патрубки зі зворотними клапанами для підключення пожежної техніки і нагнітання води в кільце п/п водопроводу і створення тиску при мм пожежі.

Біля БНС1 та БНС2 є пірси, розташовані за огорожею які забезпечують установку пожежної техніки та забір води з метою пожежегасіння.

Тиск в зовнішній пожежній мережі (70 м.в.ст) створюється насосами встановленими на БНС № 1, 2, 3:

- насоси пожежегасіння 6 шт. $Q = 1250 \text{ м}^3/\text{год}$, $P = 10,6 \text{ атм.}$;
- насоси підтримки тиску 6шт., $Q = 650 \text{ м}^3/\text{год}$, $P = 9,8 \text{ атм.}$

Зовнішній протипожежний водопровід кільцевий 300-400мм.

Зовнішнє п/п водопостачання першої черги забезпечується від чотирьох насосів підтримки тиску $Q = 130 \text{ м}^3/\text{годину}$ $P = 98 \text{ м.в.ст.}$ і чотирьох насосів пожежегасіння $Q = 1250 \text{ м}^3/\text{годину}$ $P = 85 \text{ м.в.ст}$ встановлених у будівлях БНС, що подають воду в

кільцевий водопровід. Система протипожежного водопроводу забезпечує зовнішнє і внутрішнє пожежегасіння будівель і роботу стаціонарних установок пожежегасіння приміщень.

В будівлях першого та другого блоків є мережа внутрішнього пожежного водопроводу з відводами до пожежних кранів для приєднання пожежних рукавів 66мм, реакторні відділення 240 штук, машзал і деаераторне відділення 160 штук.

У будівлях ДГС передбачається протипожежний водопровід з пожежними кранами діам. 51 мм, кількістю 70 штук. Є пожежна сигналізація з виносом сигналу на БЩУ.

Зовнішнє протипожежне водопостачання світлового двору забезпечується від пожежних гідрантів, розташованих на кільцевому трубопроводі діаметром 400 мм. Тиск в мережі 68атм. Крім цього пожежні автомобілі можна встановлювати на забір води з колодязя скидного циркуводу. Потрібну витрату води на пожежегасіння можна повністю забезпечити від протипожежного водогону.

Усі виробничі приміщення головного корпусу першої черги ЮУ АЕС забезпечені первинними засобами пожежегасіння.

Входи в будівлю машзалу розташовані по ряду А в осі 12 і по ряду А, В в осях 1011.

Усі вузли маслоситем обладнані системою автоматичного пожежегасіння, по двох променевій схемі.

На відм. 0.00 найбільш пожежонебезпечною ділянкою є: маслогосподарство турбогенератора і бшт. переливних маслобаків $V = 12 \text{ м}^3$ системи змащення, розташованих в осях 79 з боку ряду А. На відм. 0.00, в осях 34 маслобак системи регулювання турбіни $V = 6 \text{ м}^3$.

На відм.0.00 найбільш пожежонебезпечним є місце установки головного маслобака турбіни $V = 47 \text{ м}^3$ вісь 34 і 1516 з боку ряду А.

На відм.7.20м в осях 89 з боку ряду А розташований маслобак генератора $V = 14 \text{ м}^3$.

Відмітка турбіни і генератора дорівнює 8.40, на якій по ряду А і Б розташовані лафетні стволи, що забезпечують охолодження ферм машзалу.

Пожежні крани розташовані на відмітках: 0.00, 8.40, 7.20 і на даху машзалу. Місця установки пожежних кранів обладнані заземлюючими тросиками, довжиною

кожний 20м, усі пожежні крани виконані діаметром 66 мм. На покрівлі машзалу розташовані 18 пожежних кранів діам.66мм.

Є п'ять пожежних постів:

- Відм.0.00 МЗ три шт.;
- Відм.7.20 МЗ перший пост;
- Відм.8.40 МЗ перший пост.

Кожен пост укомплектований первинними засобами пожежогашіння, біля генератора встановлені дві установки ОУ80 відм. 8.40 МЗ.

Кожне службове і виробниче приміщення на відм.0.00, 7.20, укомплектовані вогнегасниками.

Для забезпечення успішного гашіння пожежі на покрівлі машзала є пожежні сходи розташовані:

- ряд А вісь 9;
- ряд А вісь 23;
- ведучих з відм. 0.00 на покрівлю МЗ безпосередньо, сходи укомплектовані сухотрубами з діаметром з'єднувальної головки 66мм і 77мм.

Покрівля машинного залу двосхила, рулонна, рубероїдна з гравійною засипкою.

У верхній частині машинного залу по ряду А та Б є фрамуги з ел. приводом для випуску диму. Кнопка керування знаходиться на БЦК на відмітці 7.20 ряд Б вісь 89 та 1920.

В одній зміні оперативного персоналу працює вісім чоловік.
Електроосвітлення виконано 220В, є чергове і робоче.

Для підвищення тиску води у внутрішньому і зовнішньому водопроводі є чотири пожежних насоси на БНС, кнопки включення насосів знаходяться на МЦК БНС, відм.0.00, відмітка 7.20 біля кожного лафетного ствола БЦК.

На всіх сходових клітинах є протипожежні двері.

При виникненні пожежі на ЮУ АЕС працівник, який перший помітив пожежу, повинен негайно повідомити начальника зміни АЕС, у пожежну охорону ДПЧ14 і приступити до гашіння пожежі наявними засобами пожежегашіння. Начальник зміни АЕС повинен повідомити про пожежу в пожежну охорону, керівництву станції і при необхідності диспетчеру енергосистеми.

Начальник зміни АЕС зобов'язаний особисто або за допомогою підлеглого йому оперативного персоналу визначити місце осередку пожежі, можливі шляхи його поширення, погрозу устаткуванню, і можливість утворення нових осередків пожежі.

Після визначення осередку пожежі НЗС особисто або за допомогою оперативного персоналу перевіряє включення стаціонарної системи пожежегасіння (при її наявності на об'єкті) створює безпечні умови персоналу і пожежним підрозділам для ліквідації пожежі (відключення устаткування, зняття напруги і т. д.) приступає до гасіння силами і засобами, що є в наявності на АЕС.

Для зустрічі пож. підрозділів він виділяє осіб, що добре знають розташування під'їзних доріг і вододжерел (ПГ і ПВ).

КГП на АЕС до прибуття пож. підрозділів є НЗС або керівник об'єкту (директор, головний інженер, його заступники або особа, призначена ним). Призначення КГП не знімає відповідальності з начальника зміни станції за правильну організацію гасіння пожежі. По прибуттю пож. підрозділів КГП бере на себе старший за посадою працівник пожежної охорони.

Відключення устаткування, яке опинилось під загрозою пожежі, виконується оперативним персоналом без попереднього одержання дозволу від вищестоящої оперативної особи, але з наступним повідомленням після відключення.

Пожежні підрозділи приступають до гасіння пожежі в електроустановках після інструктажу й одержання письмового дозволу на гасіння пожежі від начальника зміни АЕС.

При пожежі в герметичній зоні РВ приступають до гасіння пожежі після інструктажу з правил радіаційної безпеки.

При гасінні пожежі робота пожежних підрозділів виконується з урахуванням вказівок старшої особи з числа технічного персоналу АЕС (НЗС, головного інженера, нач. цеху, начальник зміни цеху) який повинен давати вказівки КГП по дотриманню електротехнічних правил ТБ, правил радіаційної безпеки, про можливість загорання поруч розташованого устаткування і т.д.

Керівник гасіння пожежі зобов'язаний погодити зі старшим з числа технічного персоналу АЕС (НЗС головним інженером, начальником цеху, і т.д.) свої дії по розміщенню сил і засобів пожежегасіння, зміну позицій пожежних стволів і т.п.

Особовий склад пожежних підрозділів під час гасіння пожежі повинен вважати, що всі струмоведучі частини електроустановок знаходяться під напругою,

за винятком тих, струмоведучих частин відсутності напруги, які підтверджені оперативним персоналом АЕС.

Пристрої для заземлення пожежних стволів періодично випробуються електроцехом ЮУ АЕС.

Від технічного персоналу об'єкта одержати інформацію про стан електро і радіаційної безпеки, про послідовності виконуваних дій по гасінню пожежі, про можливості використання захисного заземлення, необхідності аварійного зливу палих рідин, особливостях використання водопостачання і систем вентиляції.

Отримати згоду адміністрації по проведенню робіт з гасіння пожежі (з обліком електро і радіаційної небезпеки). Вказівки й інформація представників адміністрації повинні бути занесені в картку розпоряджень.

В усіх випадках, незалежно від інформації адміністрації, КГП перед початком гасіння повинні організувати дозиметричний контроль з використанням радіаційної служби як об'єкту, так і власних сил і засобів.

Не допускати самостійних дій особового складу по знеструмленню електроліній і електроустановок, а також подачі вогнегасних засобів.

При гасінні пожежі основну увагу приділяти забезпеченню заходів для збереження живучості систем керування реакторів.

Використовувати для ліквідації пожежі на електроустановках і захисту покрить у першу чергу наявні стаціонарні засоби, лафетні стволи, автоматичні установки систем пожежегасіння.

Основні обов'язки оперативного персоналу ЦТАІ.

при виникненні пожежі.

Начальник зміни цеху ТАІ повідомляє в пожежну охорону по тел. «01». Висилає до місця пожежі ЧЕС для уточнення обстановки на місці пожежі. Повідомляє НЗ ЦВКП про відключення вентиляції в приміщенні.

Організовує збір членів ДПД до місця пожежі. Приймає рішення про відключення обладнання на місці пожежі. При неможливості відключити обладнання повідомляє НЗЧ. Разом з персоналом цеху вживає заходів по гасінню пожежі, задіяти первинні засоби пожежогасіння, евакуації людей, матеріальних цінностей. Висилає ЧЕС для зустрічі пожежних машин. Бере участь в якості консультанта КГП при гасінні пожежі.

Безпека праці при гасінні пожеж в електроустановках під напругою.

При гасінні пожеж в електроустановках під напругою з використанням ручних стволів необхідно:

- застосовувати ефективні способи та прийоми подачі вогнегасних речовин у зону горіння;
- дотримуватися електробезпечної відстані від електроустановок, які знаходяться під напругою, до пожежних, працюючих з ручними пожежними стволами;
- застосовувати індивідуальні ізолюючі електрозахисні засоби при гасінні пожеж в електроустановках без зняття напруги.

В якості вогнегасних засобів при гасінні пожеж в електроустановках під напругою доцільно використовувати компактні і розпилюючі струмені води, негорючі гази, хладон порошкові суміші, а також комбіновані суміші вуглекислоту з хладоном та розпилюючу воду з порошком.

Застосування усіх видів піни при гасінні пожеж в електроустановках під напругою ручними способами за участю людей забороняється.

При гасінні пожеж в електроустановках під напругою необхідно застосовувати способи та прийоми подачі до зони горіння вогнегасних речовин, що забезпечують безпечну роботу пожежних і ефективне гасіння пожежі.

При гасінні пожеж в електроустановках напругою до 220 кВ включно час перебування пожежних на бойових позиціях не обмежується.

Бойові позиції пожежних з урахуванням безпечних відстаней до конкретних електроустановок визначається й уточнюється в ході проведення протипожежних тренувань (навчань), а потім заноситься в оперативний план пожежегасіння.

Заземлення ручних пожежних стволів і насосів пожежних автомобілів при гасінні пожеж електроустановок, що знаходяться під напругою повинне визначатися за допомогою гнучких і мідних проводів перетином не менше 12мм, забезпечених струбцинами для підключення до заземлених конструкцій гідрантам водогінних мереж, металевим опорам повітряних ліній, що відходять, електропередачі, обсадним трубам артезіанських скважин, шурфів і т.д.

Місця підключення до заземлених конструкцій повинні визначатися фахівцями енергооб'єкту, вноситься в графічну частину журналу оперативного плану пожежегасіння і позначаються відповідними знаками заземлення.

Ручні пожежні стволи і насоси пожежних автомобілів необхідно заземлювати окремо. При подачі води від внутрішнього водопроводу заземлюються тільки стволи.

Індивідуальні ізолюючі електрозахисні засоби (діелектричні рукавиці, боти або чоботи) необхідно застосовувати для електробезпечності персоналу і пожежних, які безпосередньо беруть участь у гасінні пожеж в електроустановках під напругою.

Автомобілі пожежних частин, що охороняють енергооб'єкти повинні бути укомплектовані індивідуальними ізолюючими засобами захисту відповідно до чисельності бойового розрахунку безпосередньо беруть участь у гасінні пожеж.

Необхідна кількість індивідуальних ізолюючих засобів захисту на енергооб'єктах, у тому числі для пожежних підрозділів залучених до гасіння пожеж з інших частин визначається при розробці плану пожежегасіння.

Гасіння пожеж в електроустановках під напругою

При пожежі на енергооб'єкті обслуговуючий персонал зобов'язаний у першу чергу повідомити про пожежу начальнику зміни станції й у пожежну охорону, а потім прийняти всі необхідні міри відповідно до оперативного плану пожежегасіння.

До прибуття пожежних підрозділів начальник зміни станції (НЗС) разом з черговим персоналом зобов'язані виконати наступні роботи:

визначити місце виникнення пожежі, оцінити ситуацію на пожежі спрогнозувати поширення пожежі і можливість утворення нових осередків горіння на іншому енергоустановці:

- приступити до гасіння пожежі й охолодженню будівельних конструкцій силами і засобами енергетичного об'єкта;
- при можливості зняти напругу з палаючої установки або із сусіднього з нею електроустановки, якщо це не спричинить за собою більш важкі наслідки.
- перевірити включення системи автоматичного пожежегасіння, а у випадку відказу задіяти її в ручному режимі;
- організувати зустріч пожежних підрозділів і вказати місця заземлення пожежної техніки і розташування пожежних гідрантів;
- проінформувати КГП з числа пожежної охорони про безпечні маршрути руху пожежних на бойові позиції.

Загоряння в електроустановках під напругою ліквідується персоналом енергетичного об'єкту за допомогою ручних і пересувних вогнегасників типи яких приведені в таблиці 5.2.1.

Таблиця 5.2.1

Типи вогнегасників, застосовуваних для гасіння пожеж в електроустановках під напругою

Напруга, кВ	Типи вогнегасників
До 1,0	Порошкові
До 10,0	Вуглекислотні

Примітки: 1 Відстань від насадка (раструба) вогнегасників до струмоведучих частин електроустановок повинне бути не менш 1 м.

2. Застосування пінних вогнегасників не допускається.

По прибуттю до місця виклику першого пожежного підрозділу старший начальник (начальник охорони, заступник начальника частини і т.п.) повинний швидко зв'язатися з начальником зміни або посадовою особою, відповідальним за виконанням робіт, для уточнення ситуації на пожежі, одержання інструктажу і письмового допуску на проведення гасіння пожежі в електроустановках під напругою.

Після узгодження маршрутів руху до осередку горіння і розташування бойових позицій, з яких пожежні будуть здійснювати подачу вогнегасних речовин, КГП необхідно проінструктувати весь особовий склад, що бере участь у гасінні пожежі, і віддати розпорядження на бойове розгортання.

Подача компактних і розпилених струменів води при гасінні електроустановок під напругою повинна здійснюватися пожежними з певних відстаней.

Компактні струмені води доцільно застосовувати при гасінні пожеж в електроустановках під напругою до 110 кВ, але тільки в тих випадках, коли до вогнища горіння неможливо наблизитися для подачі розпиленої води. При цьому пожежний повинний знаходитися від найближчих струмоведучих частин електроустановок, які може торкнутися струмінь води. Для гасіння пожеж електроустановок, що знаходяться під напругою, можна використовувати воду з водогінних мереж, а також із природних і штучних водойм. Забір води з водоймищ насосами пожежних автомобілів доцільно проводити зі спеціально обладнаних пірсів.

При ліквідації аварій на великих площах, що виникають у результаті викиду палаючих масел, необхідно використовувати розпилюючу воду або її комбінування з порошковими складами, подаваними в супутньому потоці і, що надходять у зону горіння одночасно.

Організація взаємодії з адміністрацією і службами об'єкта.

При одержанні повідомлення про пожежу, аварії по запиту диспетчера, радіотелефоніста пункту пожежного зв'язку, служба дозиметричного контролю дає дані про радіаційну обстановку.

По прибуттю пожежної частини на пожежу, адміністрація або дозиметрична служба об'єкта інформує КГП про види радіаційного випромінювання і припустимий час перебування особового складу в приміщенні, зоні.

Визначає безпечні зони і шляхи заїзду на територію об'єкта і вказує пункти, місця збору прибуваючим підрозділам.

У необхідних випадках до складу пожежної розвідки, за узгодженням з адміністрацією об'єкта, включається дозиметрист працівник АЕС.

Під керівництвом служби дозиметричного контролю об'єкта, після виходу складу і техніки з забруднених радіоактивними речовинами приміщень і небезпечних зон, виробляється ретельна перевірка ступеня зараження людей, техніки, озброєння і засобів захисту.

Білизна, обмундирування і взуття при виявленні забруднення дезактивується в спеціальних пральнях, що розгортаються адміністрацією об'єкта і спеціальними службами. При незадовільних результатах дезактивації за участю представників адміністрації і відповідних служб складається акт на списання зазначених засобів.

Пожежна і інша використана техніка, дезактивація якої не дала задовільних результатів, направляється у відстійники або тимчасові пункти збору, місця розміщень яких визначається адміністрацією об'єкта.

При виникненні пожежі на об'єктах ЮУ АЕС і в разі потреби відключення електромереж і електроустаткування які під напругою КГП повідомляє начальнику зміни станції по прямому телефону з БЩК.

Начальник зміни станції зобов'язаний направити до місця пожежі чергову зміну електриків, з наступним повідомленням диспетчеру пожежної охорони про час їхньої висилки.

Старший черговий групи електриків зобов'язаний:

- докласти КГП про прибуття і виконувати всі роботи за його вказівкою;
- забороняється виконувати роботи, зв'язані з включенням електроустаткування без узгодження з КГП;
- їхати з місця пожежі тільки з дозволу КГП.

При виникненні пожежі на об'єктах АЕС і промзони радіотелефоніст пожежної частини повідомляє чергового по відділі міліції, що зобов'язаний забезпечити виїзд наряду міліції до місця події.

При виникненні пожежі на АЕС радіотелефоніст повідомляє начальнику зміни станції про місце пожежі.

По цьому повідомленню начальник зміни станції і за вимогою керівника гасіння пожежі зобов'язаний забезпечити максимальну водовіддачу водогінної мережі під час гасіння пожежі.

У випадку аварії на водогінній мережі під час гасіння пожежі начальник зміни станції зобов'язаний направити аварійну бригаду до місця пожежі, з наступним повідомленням КГП.

При одержанні повідомлення про пожежу, аварії по запиту диспетчера, радіотелефоніста диспетчер АТГ зобов'язаний вислати по необхідності автомобілі для підвозу води, для порятунку людей, автогідропід'ємники АГП22, колінчаті підйомники і повідомити КГП про їхню висилку.

Водії АТГ по прибуттю на пожежу зобов'язані діяти тільки по вказівках КГП.

При гасінні пожежі в реакторному відділенні і спецкорпусе прибувши додатково пожежні підрозділи доповідають КГП і начальнику штабу про прибуття:

- одержують інформацію про радіаційну обстановку в районі пожежі і сформовану обстановку до моменту прибуття;
- одержують рекомендації про правильне використання засобів індивідуального захисту при необхідності;
- при гасінні пожежі в електроустановках заземлюють пожежні насоси і стволи, заземлення робить чергова зміна АЕС;
- одержують інструктаж про правила техніки безпеки;
- роблять установку пожежних автомобілів на водоймища згідно розпоряджень начальника тилу;

- виконують усі розпорядження КГП.

Розрахунок сил та засобів під час гасіння пожежі в машинному залі блоку №1

Умовна пожежа виникла в приміщенні машинного залу блоку № 1. У результаті пориву масляного трубопроводу ГМБ 1го енергоблоку масло під високим тиском виходить і утворює палаючий смолоскип. Вогонь поширюється по відміткам 0.00 та 4.00. На підприємстві встановлено автоматичний номер виклику сил та засобів № 3.

Час прямування визначається за формулою:

$$\tau_{сл} = \frac{L \cdot 60}{V_{дв}} \quad (5.2.1)$$

де: L – відстань від об'єкту до частини;

$V_{дв}$ – середня швидкість руху пожежного автомобілю (приймається 40 км/год). Знайдемо час вільного розвитку пожежі $\tau_{св}$:

$$\tau_{св} = \tau_{обн} + \tau_{сооб} + \tau_{сбив} + \tau_{сл} + \tau_{б.р} = 1+1+1+4+5 = 12хв \quad (5.2.2)$$

де : $\tau_{обн}$ – час до виявлення пожежі, приймаємо 1 хвилину;

$\tau_{сооб}$ – час до повідомлення в пожежну охорону, який вміщує час повідомлення в пожежну частину;

$\tau_{сбив}$ – час збирання та виїзду;

$\tau_{сл}$ – час прямування до міста пожежі першого підрозділу;

$\tau_{б.р}$ – час бойового розгортання до подання першого ствола.

Враховуючи найгірший варіант розвитку пожежі, а також швидкість розвитку пожежі $V_{л} = 0,8$ м/с (знайдемо за довідником КГП).

Визначаємо площу пожежі, а також сили та засоби для її гасіння в машинному залі

Знаходимо площу пожежі, враховуючи те, що вилилося 1600 кг мастила (мінімальний шар $h_{сл} = 0,5$ см):

$$V_{np} = \frac{m}{\rho} = \frac{1600}{1,4} = 1148 \approx 1150 \text{ м}^3 \quad (5.2.3)$$

$$S_{\text{пож}} = \frac{V_{\text{пр}}}{h_{\text{сл}}} = \frac{1150}{5} = 230 \text{ м}^2 \quad (5.2.4)$$

де: $V_{\text{пр}}$ – обсяг продукту, який вилився м³.

Визначаємо площу гасіння на момент локалізації:

$$S_{\text{зас}} = S_{\text{пож}} = 230 \text{ м}^2 \quad (5.2.5)$$

Визначаємо питомі витрати розчину на гасіння пожежі:

$$Q_{\text{тр.рас}}^{\text{зас}} = S_{\text{зас}} \cdot I_s = 230 \cdot 0,05 = 11,5 \approx 12 \text{ л/с} \quad (5.2.6)$$

де:

I_s – інтенсивність подання 6% розчину (за довідником КГП).

Визначаємо потрібну кількість стволів ГПС-600 на гасіння пожежі:

$$N_{\text{ГПС-600}} = \frac{Q_{\text{тр}}}{Q_{\text{ГПС-600}}} = \frac{S_{\text{муш}} \cdot I_s}{6} = \frac{12}{6} = 2 \text{ ГПС-600} \quad (5.2.7)$$

де:

I_s – інтенсивність подання розчину на гасіння пожежі;

$Q_{\text{ГПС-600}}$ – витрати ствола ГПС-600.

Знайдемо необхідні витрати піноутворювача:

$$Q_{\text{тр.ПО}} = N_{\text{ГПС-600}} \cdot Q_{\text{ПО.ГПС-600}} = 2 \cdot 0,36 = 0,72 \text{ л/с} \quad (5.2.8)$$

де:

$Q_{\text{ПО.ГПС-600}}$ - витрати ствола ГПС-600 по піноутворювачу.

Знайдемо необхідний запас піноутворювача на гасіння пожежі:

$$V_{\text{ПО}} = \tau_{\text{раб}} \cdot 60 \cdot Q_{\text{тр.ПО}} \cdot \kappa = 10 \cdot 60 \cdot 0,72 \cdot 3 = 1296 \approx 1300 \text{ л} \quad (5.2.9)$$

де:

$\tau_{\text{раб}}$ – час роботи стволів ГПС-600, який необхідний для ліквідації горіння;

κ – коефіцієнт запасу піноутворювача.

На об'єкті повинно бути зосереджено запас піноутворювача в спеціальній ємності або необхідно викликати спеціальні пожежні машини для підвозу необхідної кількості піноутворювача.

Визначаємо необхідні витрати води на гасіння пожежі, захист та охолодження устаткування та металевих ферм машинного залу:

- кабельний поверх на відм. 5.7 деараторного відділення – один ств. РС-50 (від пожежного крану);
- металеві ферми покриття машзалу – 4 ПЛС-20;
- захист устаткування на відм. 0.00 – чотири стволи РС-70;
- захист турбогенератора – 2 ПЛС-20;
- захист покрівлі – чотири стволи РС-50.

$$Q_{mp} = N_{ГПС-600} \cdot Q_{ГПС-600} = 2 \cdot 5,64 = 11,28 \text{ л/с} \quad (5.2.10)$$

де:

$Q_{ГПС-600}$ - витрати по воді ГПС-600.

Визначаємо питомі витрати води для роботи стволів на захист та охолодження:

$$Q_{защ} = N_A^3 \cdot Q_A + N_L^3 \cdot Q_L + N_B^3 \cdot Q_B = 8 \cdot 7,4 + 6 \cdot 20 + 5 \cdot 3,7 = 197,7 \approx 198 \text{ л/с} \quad (5.2.11)$$

де:

N_A^T – кількість стволів на захист та охолодження;

Визначимо загальні витрати води:

$$Q_{mp}^{общ} = Q_{ГПС-600}^m + Q_A^3 = 11,28 + 197,7 = 208,98 \approx 209 \text{ л/с} \quad (5.2.12)$$

Визначаємо необхідну кількість ПА для подання стволів на повну тактичну можливість:

$$L_{np} = \frac{H_n - (H_{раз} \pm z_m \pm z_{np})}{S \cdot Q^2} \cdot 20 = 230 \text{ м} \quad (5.2.13)$$

Вододжерела розташовані на відстані 50 – 200 метрів, а тому цю схему можна прийняти за розрахункову.

Знаходимо необхідну кількість ПА:

$$N_m = \frac{N_{ГПС-600}}{2} + N_{ств} = 1 + 3 = 4 \text{ ПА} \quad (5.2.14)$$

Знаходимо необхідну кількість особового складу:

$$N_{л.с} = N_{ГПС-600} \cdot 2 + N_{лаф}^3 \cdot 2 + N_{р.л} + N_{разб} + N_{ГДЗС} \cdot 3 + N_{Б}^{сп} \cdot 3 = 2 \cdot 2 + 14 \cdot 2 + 4 + 2 \cdot 3 + 4 \cdot 3 + 2 \cdot 3 = 60 \text{ чол.} \quad (5.2.15)$$

де:

$N_{р.л}$ - кількість працюючих на рукавних лініях.

$N_{пб}$ - кількість працюючих на постах безпеки.

Знаходимо необхідну кількість відділень:

$$N_{отд} = \frac{N_{л.с}}{5} = \frac{60}{5} = 12 \text{ відд.} \quad (5.2.16)$$

Висновок: кількості відділень які прибувають за викликом № 3 буде достатньо для локалізації та ліквідації пожежі.

РЕКОМЕНДАЦІЇ КГП

ПРИ ГАСІННІ ПОЖЕЖІ ЮУ АЕС.

1. Зв'язатися зі старшим зміни об'єкту, отримати інструктаж. Перевірити відключення ел. установок на маслогосподарстві, отримати допуск на гасіння.
2. Організувати розвідку, визначити місце пожежі, приблизну площу пожежі, шляхи розповсюдження, загрозу людям.
3. Організувати штаб пожежогасіння з обов'язковим долученням представника об'єкту.
4. Перевірити доєднання засобів автоматичного пожежогасіння на маслобаки, турбіни та генератори і маслогосподарство на відм. 4.00.

5. Визначити вирішальний напрямок, прийняти рішення, визначити кількість БД, призначити керівників БД, поставити задачі підрозділам.
6. Перевірити включення лафетних стволів для зрошення металевих ферм машзала.
7. Організувати ДПД об'єкту для роботи на лафетних стволах та внутрішніх пожежних кранів.
8. Провести злив турбинного масла з головного маслобака турбіни та маслобака генератора шляхом відкриття засувки.
9. Перевірити виклик диспетчером ДПЧ14 додаткових сил, виклик №3.
10. Через спецкомендатуру забезпечити пропуск прибуваючих підрозділів на територію ЮУ АЕС.
11. Слідкувати за дотриманням ТБ особовим складом.
12. Найбільш ефективним засобом пожежогасіння розлитого масла є порошок у комбінуванні з розпиленою водою.
13. При пожежах, пов'язаних з викидом турбинного масла на велику площу або викиди його під високим тиском, необхідно застосовувати порошок та лафетні стволи з насадками НРТ10.
14. У випадку загоряння масла ОМТИ гасіння повинно проводитися із застосуванням протигазів.

РЕКОМЕНДАЦІЇ НАЧАЛЬНИКОВІ ОПЕРАТИВНОГО ШТАБУ.

ПІД ЧАС ГАСІННЯ ПОЖЕЖІ ЮУ АЕС.

1. Перевірити виклик посадових осіб об'єкта на пожежу, що входять до складу штабу, поставити перед ними завдання.
2. Отримати від представників адміністрації об'єкта необхідні консультації з питань пожежогасіння.
3. Отримати від РТП завдання на розстановку сил і засобів.
4. Організувати зв'язок на пожежі зв'язок інформації, зв'язок управління.
5. Постійно вивчати обстановку на пожежі шляхом безперервної розвідки і отримання даних від начальників бойових дільниць.

6. Контролювати виконання наказів керівника гасіння пожежі і штабу.
7. Створити з прибулих підрозділів резерв.
8. За необхідності викликати спеціальні служби об'єкта.
9. Передати відомості на ЦППС через ПСЧ про обстановку на пожежі.
10. При тривалій роботі на пожежі організувати харчування і підміну особового складу.
11. Перевірити виклик пінного ходу опорного пункту м.Миколаєва.

РЕКОМЕНДАЦІЇ НАЧАЛЬНИКОВІ ТИЛУ ПІД ЧАС ГАСІННЯ ПОЖЕЖІ НА ЮУ АЕС

1. Провести розвідку найближчих вододжерел.
2. Організувати зустріч і розстановку на вододжерело прибуває техніки.
3. Перевірити заземлення пожежної техніки.
4. Перевірити включення насосів підвищувачів БНС і підвищення тиску.
5. Організувати місце розташування пунктів обігріву та прийому їжі особового складу.
6. Організувати підвезення ПММ, тех. обслуговування пожежної техніки.
7. Створити запас кисневих балончиків і регенеративних патронів і визначити місце перевірки протигазів.
8. Створити резерв пожежної техніки, забезпечити використання пожежної техніки на повну потужність, забезпечити безперервну подачу води на пожежу.
9. У кооперації з спецкомендатурах організувати пропуск пожежних підрозділів на територію АЕС прибули по додатковому викликом.

5.3. Організаційнотехнічні заходи по забезпеченню техногенної безпеки об'єкту

Для забезпечення техногенної безпеки об'єкту розроблені такі організаційнотехнічні заходи:

1. На ЮУ АЕС працює постійно діюча пожежнотехнічна комісія, яка займається питаннями забезпечення протипожежного стану об'єкту та прийняттям рішень по цим питанням.

2. У кожному цеху на АЕС діють добровільні пожежні дружини, які знаходяться в постійній готовності. З членами добровільної пожежної дружини проводяться заняття та тренування. Інспектори державного пожежного нагляду постійно та своєчасно проводять перевірки боєздатності членів добровільної пожежної дружини.

3. Адміністрацією об'єкту та інженерноінспекторським складом ДПЧ – 14 проводиться агітаційна та пропагандистська робота з працівниками ЮУ АЕС за допомогою печатної продукції та радіо.

4. Інженерно-інспекторським складом ДПЧ – 14 ведеться пожежнопрофілактична робота і нагляд за протипожежним станом об'єкту. Інформація про протипожежний стан об'єкту надається до центральної пожежнотехнічної комісії, на засіданні якої приймаються рішення по вдосконаленню протипожежного стану об'єкта. Засідання центральної пожежнотехнічної комісії проводяться щоквартально, на яких присутні представники адміністрації об'єкту та представники всіх цехів та служб АЕС.

На об'єкті працює служба пожежної безпеки, яка паралельно з інженерноінспекторським складом ДПЧ.

5. Крім вище перерахованого в цехах змонтовані установки пожежної автоматики.

Стаціонарна система пожежегасіння призначена для виявлення, локалізації і гасіння пожежі з одночасною подачею світлових та звукових сигналів оповіщення.

Для виявлення пожежі в приміщеннях, що захищаються, і передачі сигналу на автоматичний пуск пожежних насосів і відкриття засувки застосовується автоматична пожежна сигналізація, прийомні станції якої розміщуються на БЦУ.

Для захисту від пожежі в реакторному відділенні кабельних споруд і технологічних приміщень, що використовують масло ТП22, спроектовані роздільні установки автоматичного стаціонарного пожежегасіння (АПГ). Установки АПГ кабельних споруджень в обстрійці РВ та в гермозоні та ГЦН у герметичній зоні відносяться до захисних пристроїв систем безпеки і складаються з трьох незалежних один від одного систем.

Кожна з трьох систем АПГ має у своєму складі бак запасу води $V = 71,5\text{ м}^3$, відм. 32,40 м, пожежний насос $P = 80$ м.в.ст, $Q = 320$ м³/год, відм. 28,8, вузли керування, мереж, що підводять, розподільчі і живлячі трубопроводи. Технологічні

приміщення з масло системами що знаходяться в обстройках реакторних відділень (РВ), обладнаються установками пожежегасіння. Підведення води до цих АПП здійснюється від системи пожежегасіння.

Система АПП змонтована в наступних приміщеннях:

- кабельні приміщення ЕЕТП відм. 0.000 і відм. 8.40;
- кабельні приміщення РВ з шахтами;
- кабельні приміщення ОРДЕС відм.0.00 приміщення кабельних гермопроходок;
- кабельний коридор;
- приміщення масло систем ГЦН;
- приміщення масло систем підживлюючих насосів;
- приміщення масло охолоджувачів трансформатора на силових трансформаторах;
- трансформатори світлового двору;
- приміщення масло господарства БНС.

Пожежна сигналізація змонтована в більшості приміщень електроцеху.

В усіх кабельних приміщеннях реакторного відділення за винятком масло господарства, обстройки РВ і гермозони встановлені датчики ДПП1.

Датчики ДПП2 (СП2125) встановлені в кабельних відсіках машинного залу, масло господарства турбіни і генератора і масло охолоджувачів трансформаторів.

Датчики ДПС038 встановлені в приміщеннях масло систем реакторного відділення і ДГС і масло охолоджувачів трансформатору.

Для запуску пожежегасіння трансформаторів по місцю в ручному режимі встановлюються кнопкові пости біля кожної фази. Трансформатори захищає система пожежегасіння з зрошувачами ОПД. Один від одного трансформатори роз'єднані протипожежними стінами.

Навколо трансформаторів виконано обвалування. Для аварійного зливу масла передбачені ємності по 100 м³ на кожному світловому дворі.

В усіх кабельних приміщеннях на системах пожежегасіння встановлені зрошувачі ДВ12. На системах пожежегасіння забезпечується захист масло господарств, блокових трансформаторів встановлені ОПД.

Автоматичне водяне пожежегасіння складається з наступних складових частин:

Перша частина.

Баки системи АПГ три шт. $V=71,5 \text{ м}^3$ встановлені в камерах пожежогасіння посистемно і дубльована по всіх трьох системах безпеки один бак пожежогасіння, два електронасос подачі води, 3 електрифікованна арматура.

Зазначена система АПГ забезпечує захист системних приміщень реакторного відділення.

Друга частина.

До загальноблокової системи безпеки віднесені приміщення масло господарства ГЦН і підживлюючих насосів.

У приміщенні А105 знаходяться секційні засувки, що забезпечують водою з кільцевого протипожежного водопроводу машзалу приміщень А113 та А315/1,2.

У приміщенні А118 знаходяться секційні засувки, що забезпечують водою з кільцевого протипожежного водопроводу машзалу приміщень А018/1,2,3 та А020.

Третя частина.

Пожежогасіння кабельних відсіків, маслогосподарства машзала, блокових трансформаторів і маслоохолоджувачів забезпечується від кільця протипожежного водопроводу машинного залу.

Сигналізація в кабельних приміщеннях і шахтах реакторного відділення виконана багато променева (трьома рівнобіжними променями в залежності від напрямку). Один промінь сигналізація на БЩУ, рівнобіжний промінь на запуск системи АПГ, третій промінь напрямку виводиться на пульти ППС1 керування роботою системи вентиляції та димовилучення відповідних систем безпеки.

У машзалі першої черги виконана двопроменева схема сигналізації. При спрацьовуванні одного сповіщувача в одному промені випадає сигнал «Увага», при спрацьовуванні одного сповіщувача в другому промені випадає сигнал «Тривога» і відбувається запуск системи ППА.

Багатопроменева сигналізація дозволяє робити гасіння пожежі в кожному з напрямків за допомогою однієї, двох та трьох засувок АПГ кожної із систем безпеки.

На блоках № 1 та № 2 є пожежонебезпечні приміщення ЕЦ.

До них відносяться:

- кабельні приміщення і кабельні шахти реакторному відділенні, обладнані стаціонарною системою пожежегасіння;
- блочні трансформатори встановлені на світловому дворі в вісях першого і другого блоків.

На кожному світловому дворі встановлено:

- два трансформатори особистих потреб 1ВТО1 та 1ВТО2 з ємністю масла 22 тони; один блочний трансформатор 1ГВОО з ємністю мастила 80 тон. при вибуху трансформатора першого чи другого блоку можливе розкидання палаючого масла;
- кабельний напівповерх загально станційного КРП6кВ має АГП (відс.1,відс.2) відм. 0.00 і розташовані в окремому приміщенні.

Навколо головного корпусу 1 черги є зовнішній протипожежний водогін, колодязі пожежних гідрантів обладнані місцями для заземлення пожежної техніки.

Біля входу в кожний кабельний відсік, РВ, а так само перед входом в КРП і приміщень маслоохолоджувачів є місце для підключення заземлення ПТО.

Кожне місце підключення заземлення зв'язане з загальним контуром блоку, і на місці позначене.

Кабельні відсіки, реакторне відділення, а також приміщення КРП обладнані системою димовилучення, керованої на місці.

Під час міжремонтного періоду устаткування ЕЦ обслуговує три особи.

Усі приміщення укомплектовані первинними засобами пожежегасіння

Є чергове і робоче освітлення 220В.

Також є заходи по забезпеченню техногенної безпеки процесу водневого охолодження турбогенераторів

У період експлуатації енергоблоків №1,2,3 на ЮУ АЕС було зареєстровано декілька випадків загорання водню.

На блоці №3 в січні та червні 1996 р. при відборі проби газу з корпусу генератору на аналіз, на блоці №1 у листопаді 1999 р. під час усунення течії водню по штоку вентиля сталося загорання водню.

В січні 1996 році на момент загорання проводилась продувка проб відбірної лінії. За даним інцидентом оформлене розпорядження №117 від 24.11.2016 р.

Безпосередніми причинами порушення являлись:

- недостатня виробнича дисципліна лаборанта хімічного цеху, яка спричинила за собою порушення вимог розпорядження № 117 від 24.11.2016 р. при відборі проб водню із корпусу генератора;
- детонація суміші водню з повітрям, що надходить з корпусу генератора в місце утворення суміші ініціюючи детонації у вигляді окислу заліза, що спричинила за собою запалення водню на газовому посту генератора;
- недостатня підготовка персоналу хімічного цеху;
- недоліки конструкції газового посту і процедур під час проведення відбору проб водню із корпусу генератора.

Це порушення в роботі енергоблоку № 3 не являється важливим для безпеки РУ. Разом з цим в окремих випадках розвиток порушень в роботі генераторів може призвести до пошкодження обладнання, важливого для безпеки.

В червні 1996 року відбулося відключення енергоблоку № 3 від мережі з причини запалення водню на газовому посту генератора.

В листопаді 1999 року під час чергового огляду обладнання машинної зали була знайдена теча водню по фланцевому з'єднанню вентиля.

Під час підтягування вентиля виник спалах у районі розташування вентиля.
Безпосередніми причинами порушення є:

- втрата герметичності прокладок на вентилі;
- недолік функціональних якостей обладнання.

Для запобігання випадків займання водню на ЮУ АЕС розроблені технічні та організаційні заходи:

- виконана реконструкція газових постів генераторів блоків № 1, 2, 3;
- встановлені на газових постах додаткові лінії для подачі азоту в район пробовідбору.

Виконана лінія продувки ЗГ500 з відводом водню за межі машзали.

Переглянуті та внесені необхідні доповнення в процедури виконання робіт водневому господарстві і по відборі проб водню.

Проведені спеціальні заняття з гірсоналом хімічного цеху, що виконує відбір водню на аналіз.

Ремонтний персонал електроцеху забезпечений омідненим інструментом для виконання ремонтних робіт на обладнанні водневого господарства. Наряд на проведення робіт на обладнанні водневого господарства видає начальник електроцеху.

До відбору проб газу із корпусу генератора пред'являються наступні вимоги:

1. Газ, що аналізується, відбирається в газові піпетки гідравлічним та сухим способами або у волейбольні камери. Перед відбором точка продувається не менше трьох хвилин.

2. Для відбору проб, які не підлягають тривалому зберіганню, застосовують газові піпетки з двох ходовими кранами. Крани повинні бути добре змазані вакуумною змазкою і щільно закриті. Перед застосуванням піпетки треба перевірити її на герметичність: поставити її вертикально, заповнити водою (крани при цьому закриті), а потім відкрити нижній кран. Якщо рідина не витікає, то піпетка герметична.

3. При відборі проби в піпетці не допускається залишати затворну рідину, щоб уникнути зміни складу проби ізза часткового розчинення газу в ній.

При відборі газових проб і зберіганні, необхідно враховувати різну розчинність окремих компонентів газу у воді, що приведе до зміни складу проби.

4. Для зниження розчинності газів, в якості затворної рідини в аспіраторах, газомірах, газових піпетках застосовують насичений розчин NaCl, CaCl₂, NaSO₄ в окремих випадках 10% розчин H₂SO₄.

5. Відбирати гази різного складу в газоміри або аспіратори з однією і тією же затворною рідиною не дозволяється, щоб уникнути забруднення відібраної проби газами, що виділилися із затворної рідини.

6. При відборі проби газу гідравлічним способом піпетку за допомогою порівнювальної судини заповнити затворною рідиною до витікання рідини із верхнього крану. Потім піпетку приєднати до пробовідборної точки, попередньо ретельно продутої, і, відкривши крани на піпетці, зробити повільне засмоктування газу, опускаючи порівнювальну склянку.

Перед проведенням аналізу, піпетку з газом витримати при кімнатній температурі на протязі 1015 хв., щоб проба прийняла температуру навколишнього середовища.

7. Сухий спосіб відбору закачування газу в піпетку гумовою грушею із зворотним клапаном.

8. В гумові волейбольні камери можна відбирати гази, що знаходяться під тиском та не вміщують легкопоглинаючих гумовою компонентів.

Перед відбором проби, камеру, що обладнана добре змазаним краном, перевірити на герметичність, для чого набрати в камеру газодувкою повітря, закрити кран і залишити в такому положенні на деякий час (1015 хвилин). Якщо об'єм камери залишиться постійним, камера герметична.

При відборі проби камеру приєднати до пробовідбірної лінії, попередньо, ретельно продутої. Відібрати газ в камеру, від'єднати її від точки відбору. Витіснити газ з камери, (намагатися робити це в струмені газу, що відбирається). Знову приєднати і знов, набрав газ в камеру, витіснити його.

Таким чином зробити це три рази, а потім відібрати пробу. Кожна пробовідбірна камера повинна бути закріплена за своєю точкою відбору.

Аналіз операцій з відбору проб показав, що основною причиною пожеж є момент витиснення газу з пробовідбірної лінії у камеру, при цьому можливий викид окалин з внутрішніх, поверхонь труб, які під час зіткнення з стінками трубопроводу можуть утворювати іскри, які є причиною підпалу водню на виході з трубопроводу.

5.4. Розробка інженернотехнічних рішень по забезпеченню техногенної безпеки об'єкту

На підставі проведеного аналізу стану техногенної безпеки було з'ясовано, що забезпечення техногенної безпеки Южноукраїнської АЕС проводиться на недостатньому рівні. Для покращення стану техногенної безпеки об'єкту мною запропоновані такі заходи:

1. Вентилі на кранах для відбору проб на газових постах та на турьогенераторі забезпечити сітками з іскронеутворюючих металів з величиною вічок, яка б перешкоджала можливому виходу окалини з трубопроводу.

2. Опрацювати питання щодо можливості застосування на вузлах відбору проб водню термозапірних клапанів для забезпечення автоматичного перекриття подавання газу при його спалахуванні.

3. Розробити заходи щодо контролю газоповітряного середовища в об'ємі машзалу, тобто запропонувати навколо турбогенератора встановлення газоаналізаторів, які будуть реагувати на підвищену концентрацію вмісту водню у просторі машинного залу.
4. Забезпечити улаштування дублюючого магістрального трубопроводу подачі водню від газового посту до турбогенераторів.
5. Електроосвітлювальна арматура біля постів відбору проб повинна бути виконана в вибухобезпечному виконанні.
6. Для підвищення пожежної безпеки АЕС запропоновано використання мастила Фірмакуель220. Після 7000 год. роботи в системі змащення турбогенератору потужністю 12 МВт мало кислотне число 0,44 мгкон/м повинно було піддатися регенерації, тоді як кислотне число ОМТІ після 21000 годин роботи в системах регулювання, змащення і ущільнень вала генератора турбогенератору потужністю 220 МВт не перевищувало 0,05 мгкон/м. Мастило Файеркуел переважає ОМТІ практично за всіма показниками (табл. 5.4.1).

Таблиця 5.4.1

Показники мастил

Показник	ОМТІ	Файеркуел
Щільність при 20 град. г/см. куб	1,14	1,138
Кінематична в'язкість при 50 град., сСТ	23,0	25,4
Кислотне число, ко КОН/г	0,04	0,03
Реакція водяної витяжки, рН	Нейтральне	-
Температура спалаху в відкритому тіглі, град.	240	243
Температура само спалаху, град.	730	729
Токсичність, г/кг	2,4	3,2
Корозія, г/мю кв	0,5	0,17

7. Поряд з цим мною запропоновано установку пінного пожежегасіння на головному маслобаку турбіни, яка буде забезпечувати швидке гасіння пожежі на початковій її стадії у випадку аварійної ситуації, яка буде супроводжуватися горінням масла у (на) головному маслобаці.

Безпосередньо на пожежному посту, який знаходиться біля головного маслобаку установити кнопку ручного запуску дренчерної системи. При натисканні на кнопку сигнал йде на щит управління та з щита управління сигнал йде на електродвигун, який приводить в дію електрозасувку. Електрозасувка відкриває трубопровід, по якому вода потрапляє в дренчерну установку та у пінозмішувач. Одночасно з відриванням електрозасувки включається насос – підсилювач.

РОЗДІЛ 6

ОХОРОНА ПРАЦІ

У великому списку екологічних небезпек, що загрожують людям, існує можливість забруднення навколишнього середовища хімічними сполуками внаслідок техногенних пожеж продуктами згорання, горючими речовинами та вогнегасними речовинами. Пожежі призводять не лише до соціальних й матеріальних витрат, але і до забруднення навколишнього середовища: повітря, ґрунту, водоймищ й загибелі тварин та рослин. На теперішній час для пожежної охорони актуальним є питання не лише ліквідації пожеж, а також попередження або зменшення забруднення чи загибелі природного середовища. Ефективність дій пожежних підрозділів при цьому повинна характеризуватись часом гасіння та видом вогнегасної речовини, що застосовується.

На рубежі століть істотно підвищилися вимоги до безпечного використання нафти і нафтопродуктів, оскільки збиток, що наноситься у процесі гасіння пожежі, як правило, істотно перевищує безпосередні втрати від вогню.

Атомні електростанції відносяться до категорії промислових об'єктів, що є джерелами можливого небезпечного впливу на екологію: радіація, кількостей тепла, що виділяється при великих пожежах, найчастіше порівняно з компонентами теплового балансу атмосфери, а викиди мікроскопічних конденсованих часток (сажі, попелу, здрібненого палива, конденсованих продуктів згорання) змінюють оптичні властивості атмосфери, і, зокрема, відношення між поглиненою і відбитою сонячною енергією, збільшують «парниковий ефект», зв'язаний з підвищенням в атмосфері концентрації вуглекислого газу, що зберігається протягом тривалого тимчасового проміжку. Збурювання від пожежі у верхніх шарах стратифікованої атмосфери можуть породжувати так називані «внутрішні хвилі», що, володіючи здатністю не загасаючи поширюватися на великі відстані, обгинають земну кулю. Впливу великих пожеж, як і вивержень вулканів, стільки великі, що обумовлюють зміну погоди в цілих регіонах Землі, у тому числі віддалених від місця пожежі, а

забруднення навколишнього середовища їхніми викидами приводить до значного економічного збитку, викликуваному шкідливим впливом токсичних компонентів, що утримуються в них, на людину, сільська, лісове, житловокомунальне господарство, промисловість і т.д. Ще більш небезпечно шкідливий вплив цих забруднень на генезис людини і тварин, на майбутні покоління і природне середовище.

Але крім безпосереднього негативного екологічного впливу від пожеж на атомних електростанціях на навколишнє середовище та людину, слід розглянути екологічний фактор впливу під час гасіння пожеж на подібних об'єктах.

Найбільш ефективним засобом для гасіння пожеж мастил є повітряномеханічні піни. Перевагою пінного пожежегасіння є скорочення часу гасіння та зменшення кількості вогнегасної речовини. Для забезпечення стійкості піни використовують певні піноутворювачі на основі поверхневоактивних речовин (ПАР). В роботі розглядаються питання поєднання вогнегасної ефективності піноутворювачів та їх екологічна безпека. Під час гасіння піна руйнується, а при цьому піноутворювач потрапляє в ґрунт та водоймища. Застосування ПАР безперечно наносить шкоду навколишньому середовищу. З іншого боку, гасіння пожеж за допомогою пін зменшує забруднення повітряного простору токсичними та небезпечними продуктами горіння.

Екологічний вплив ПАР залежить від їх здатності до біологічного розкладання. За здатністю до розкладання ПАР розташовуються в залежності від присутніх функціональних груп наступним чином:



З точки зору екологічної безпеки можна використовувати лише ПАР біологічно м'які (розкладаються на 85% та більше); біологічно середньо розкладаємі речовини зі ступенем розкладання 70%-85%.

Для оцінки токсичної дії ПАР на водне середовище можна використовувати засоби біотестування за допомогою стандартних тест організмів, які служать інтегральною характеристикою забруднення водоймищ, мірою біологічної дії. Є відомості, що ПАР на основі сульфанола оказують інгібіруючу дію на зріст рослин.

До цього бралися питання дії ПАР на водні екосистеми. Разом із тим ПАР можуть діяти і на людину. При дії на шкіру ПАР, які містять алкільні радикали

C14C18 є слабкими подразниками, а більш низькі гомологи мають більш сильну подразнюючу дію. При всіх діях ПАР на людину катіоноактивні ПАР виявилися найбільш небезпечними, неіоногенні найбільш безпечні, а аніоноактивні ПАР займають проміжне положення. Дія ПАР виявляється небезпечною для людини лише при довготривалому контакті з концентрованими ПАР та піноутворювачами.

Використання в майбутньому лише біологічно м'яких пін дозволяє широко застосовувати їх в пожежегасінні для зменшення дії пожеж на навколишнє середовище. З цієї точки зору використання природних продуктів в якості піноутворювачів дозволяє зберегти природне середовище від забруднення. До таких речовин відносяться сапоніни, пектини, які одержуються з відходів плодів та фруктів, похідні целюлози,

В даний час не всі негативні наслідки забруднення природного середовища можна оцінити в грошовому вираженні. Разом з тим, навіть при повній оцінці економічного збитку, для ряду країн він виражається мільярдами доларів США.

Правила безпеки при гасінні пожеж в електроустановках під напругою.

Гасіння пожеж на електростанціях може проходити як гасіння електроустановок під напругою, тому потрібно захищати особовий склад від ураження електричним струмом (табл. 6.1).

Таблиця 6.1

Мінімальні безпечні відстані до палаючих електроустановок під напругою.

Речовини, застосовувані для гасіння	Безпечні відстані до палаючих електроустановок під напругою, м				
	До 1 кВ включно	Від 1 до 10 кВ включно	Від 10 до 35 кВ включно	110 кВ	Від 110 до 220 кВ включно
1. Компактні струмені води	4.0	6.0	8.0	10.0	Гасіння компактними струменями води не допускається
2. Розпилені струмені води, вогнегасні	1.5	2.0	2.5	3.0	4.0

порошкові состави, одно часова подача розпиленої води та вогнегасник составів.					
---	--	--	--	--	--

Примітка. Оптимальним з погляду безпеки і ефективності гасіння при подачі вогнегасних речовин, перелічених у пункті 2, є відстань 4 м для всіх рівней напруги.

Основою безпечного гасіння пожеж в електроустановках під напругою є строге дотримання організаційнотехнічних заходів, спрямованих на забезпечення безпеки, а також свідомі дисципліна пожежних, що беруть участь у гасінні.

До гасіння пожеж в електроустановках під напругою КГП має право приступати тільки після одержання письмового допуску й інструктажу персоналом, що обслуговує дану установку.

Гасіння пожеж під напругою в електроустановках здійснюється при дотриманні таких обов'язкових умовах:

- недопущення наближення пожежних до струмоведучих частин електроустановок на відстані, менш зазначених у таблиці 6.1.;
- узгодження КГП із черговим персоналом енергооб'єкта маршрутів руху пожежних на бойові позиції і конкретну вказівку їх кожному пожежному при інструктажі;
- виконання роботи пожежними і водіями пожежних автомобілів, що забезпечують подачу вогнегасних речовин, у діелектричних рукавицях, ботах або чоботах.
- подача вогнегасних речовин після заземлення ручних пожежних стволів і пожежних автомобілів;
- недопущення гасіння пожеж в електроустановках під напругою ручними способами при огляді менше 10 м;
- виконання КГП перестановки сил і засобів, зміна бойових позицій і т.п. після узгодження зі старшою посадовою особою з числа інженернотехнічного персоналу енергетичного об'єкту.

При гасінні пожеж в електроустановках, що знаходяться під напругою, забороняється:

- використання усіх видів піни в електроустановках під напругою за допомогою ручних способів, при необхідності гасіння ПМП попередньо піногенератори закріплюються за конструкції і заземлюються, а також заземлюються насоси пожежних автомобілів. Водій пожежного автомобіля повинний працювати в діелектричних ботах і рукавицях;
- виконання будь-яких відключень і інших операцій з електричним устаткуванням особовому складу пожежних підрозділів.

ВИСНОВКИ

У роботі розглянутий стан техногенної безпеки машинного залу 1 черги Южноукраїнської атомної електростанції. Був розглянутий технологічний процес, режим роботи апаратів, пожежонебезпечні властивості речовин, які обертаються в приміщенні машинного залу. Проаналізував пожежну небезпеку обладнання та речовин при нормальному режимі роботи та у разі аварії, можливість та причини руйнування обладнання, можливість появи джерел запалювання. Розглянув відповідність діючим нормативним актам з протипожежного захисту, прийняті інженерні і організаційні рішення. Провівши аналіз техногенної безпеки, мною були виявлені недоліки. На підставі проведеного аналізу стану техногенної безпеки об'єкта мною були запропоновані інженернотехнічні рішення, які значно підвищили б стан техногенної безпеки об'єкту.

Були розраховані сили і засоби, які необхідні для гасіння пожежі в машинному залі, проведена розстановка сил та засобів. Розглядана екологічна небезпека під час аварії на атомній електростанції з викидом радіоактивних речовин в атмосферу.

Обґрунтована висока ефективність запропонування заміни мастил, які використовуються на найбільш пожежобезпечні. Також проведено розрахунок економічної ефективності одного з запропонованих інженернотехнічних заходів.

Аналізуючи проведену роботу, я вважаю, що мною у повному обсязі були розглянуті питання щодо техногенної безпеки, забезпечення протипожежного захисту та гасіння пожежі машинного залу 1 черги Южноукраїнської АЕС.

СПИСОК БІБЛОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 1.

НАПБ В.01.0462004/111 Правила пожежної безпеки при експлуатації

АЕС.

2. Правила устройства электроустановок (Минэнерго СССР). 6е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985 г.

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, РД 34.20.50189. издание 14е. Минэнерго СССР. 1989 г.. глава 5.1.

4. Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» (Відомості Верховної Ради, 2001, № 15, ст.73, із змінами, внесеними згідно із Законом).

5. Инструкция по эксплуатации и ремонту турбогенераторов на электростанции. Минэнерго СССР, 1983 г.

6. Типовая инструкция по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения турбогенераторов. ТИ 347006587. Минэнерго СССР, 1988 г.

7. Типовая инструкция по эксплуатации турбогенераторов на электростанциях. РД 34.45.50188. Минэнерго СССР, 1989 г.

8. Микеев А.К. Противопожарная защита АЕС. М.: Энергоатомиздат, 1990.432 с.

9. Казаков М.В., Петров И.И. Средства и способы тушения пламени горючих жидкостей. – М.: Стройиздат, 1977. – 113 с.

10. Иванников В.П., Ключ П.П., Мазур Л.К. Справочник по тушению пожаров. Изд. 2е доп. и перераб. – К.: РИО МВД УССР, 1975. – 226 с.

11. Барзилович Д.В., Киреев А.С., Радыш Ю.В. Аппаратнопрограммный комплекс диагностики и прогнозирования технического состояния промышленных объектов. Вісник Українського Будинку економічних та науковотехнічних знань, 1998, №7, с.6.

12. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011 р.

13. НАПБ А.01.001-2010 Правила пожежної безпеки в Україні.

14. НАПБ Б.06.04497 Перелік однотипних за призначенням об'єктів, які підлягають обладнанню автоматичними установками пожежогасіння та пожежної сигналізації.

15. Постанова КМУ «Про затвердження Порядку віднесення об'єктів до об'єктів критичної інфраструктури» 26. 05.2020. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.drs.gov.ua.
16. ГОСТ 12.1.00491 Пожарная безопасность. Общие требования.
17. ДБН В.2.51398 Пожежна автоматика будинків і споруд.
18. ГКД 34.03.10599 «Перечень помещений и зданий энергетических предприятий Минэнерго Украины с указанием категорий и классификации зон по взрывопожарной опасности», НАПБ 06.01599, Міненерго України, 1999 р.
19. ГОСТ 12.4.02676 «Цвета сигнальные и знаки безопасности».