

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

**ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
КАФЕДРА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ ТА ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ**

Кваліфікаційна робота
другий магістерський
(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення надійності роботи ЗАЕС шляхом модернізації аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1449з
спеціальності 144 теплоенергетика
(код і назва спеціальності)
освітньої програми теплоенергетика
(код і назва освітньої програми)
спеціалізації

_____ (код і назва спеціалізації)

Кудренко Дмитро Олександрович
(ініціали та прізвище)

Керівник доцент, д.т.н. Мних А.С.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис, ініціали та прізвище)

Рецензент професор, д.т.н. Банах В.А.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис, ініціали та прізвище)

Запоріжжя
2020

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Кафедра теплоенергетики та гідроенергетики
Рівень вищої освіти другий магістерський
Спеціальність 144 Теплоенергетика
(код та назва)
Освітня програма Теплоенергетика
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри _____
« 01 » грудень 2020 року

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Кудренко Дмитро Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи (проекту) Підвищення надійності роботи ЗАЕС шляхом модернізації аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів

керівник роботи Мних Антон Сергійович, д.т.н., доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від «25» травня 2020 року № 601-с

2 Строк подання студентом роботи 15 грудня 2020 р.

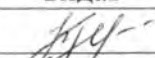

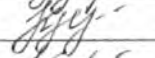

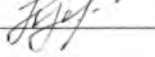

3 Вихідні дані до роботи Принципова теплова схема ЗАЕС. Експлуатаційні характеристики живильних насосів. Експлуатаційні характеристики двигуна Hyundai Engine H21/32.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розрахунок дизельного двигуна Hyundai Engine H21/32. Розрахунок надійності систем енергопостачання циркуляційних насосів. Особливості конструктивних елементів системи утилізації відпрацьованих газів на основі двигунів Hyundai Engine H21/32. Енергетична установка з двигуном Hyundai Engine H21/32 для виробництва електричної енергії аварійного електропостачання. Енергетичні схеми системи утилізації відпрацьованих газів ДВЗ. Види обслуговування і ремонтів, їх трудомісткість.

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Поздовжній вид двигуна внутрішнього згорання Hyundai engine

h21/32. Поперечний вид двигуна внутрішнього згорання.
 температури охолоджуючої води на виході з двигуна від числа обертів валу.
 Залежність температури продуктів згорання на виході з двигуна
 обертів валу.

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	
1	Мних А.С.		
2	Мних А.С.		
3	Мних А.С.		


7 Дата видачі завдання 05 травня 2020 р

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН


№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи
1	Опис АЕС та її другого контуру	05.05.2020
2	Підвищення надійності роботи ЗАЕС шляхом модернізації аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів	12.08.2020
3	Контрольно-вимірювальні прилади і автоматика	30.09.2020
4	Оформлення пояснювальної записки	01.11.2020
5	Підготовка презентації	01.12.2020

Студент 
 (підпис)

Д.О. Кудренко
 (ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту) 
 (підпис)

А.С. Мних
 (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено
 Нормоконтролер 
 (підпис)

Ю.М. Каю
 (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Кудренко Д.О. Підвищення надійності роботи ЗАЕС шляхом модернізації аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів.

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 144 – Теплоенергетика, науковий керівник докт тех. наук, професор А.С. Мних. Запорізький національний університет, Інженерний навчально-науковий інститут, кафедра теплоенергетики та гідроенергетики, 2020.

В роботі наведено опис АЕС та ядерного енергетичного реактора ВВЕР-1000, виконано детальний розрахунок надійності першого контуру ЗАЕС. Проведено розрахунок теплової схеми другого контуру. Розглянуто питання з охорони праці та радіаційної безпеки. Виконано техніко-економічне обґрунтування модернізації аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів.

Ключові слова: атомна електростанція, насос, надійність, енергопостачання, тепловий баланс, безпека, аварія.

ABSTRACT

Kudrenko D.O. Improvement of the reliability of the ZNPP by means of modernization of the emergency power source of circulation pumps.

Qualification graduation work for the degree of higher education of master's degree in specialty 144 - Thermal power engineering, scientific supervisor doct. of Sciences, Professor A.S. Mnyh. Zaporizhzhya National University, Engineering Educational and Scientific Institute, Department of Thermal Power and Hydropower, 2020.

The description of the NPP and the VVER-1000 nuclear reactor is given in the paper, and a detailed calculation of the reliability of the second circuit of the ZNPP is made. The calculation of the thermal circuit of the second circuit. The issues

of occupational safety and radiation have been considered. The feasibility study of the modernization of the emergency source of power supply to the circulation pumps has been carried out.

Keywords: nuclear power plant, pump, reliability, energy supply, heat balance, safety, accident.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ОПИС АЕС ТА ІІ ДРУГОГО КОНТУРУ.....	9
1.1 Сучасний стан речей в ядерній енергетиці.....	9
1.2 Технологічна схема об'єкту дослідження.....	19
1.3 Види обслуговування і ремонтів, їх трудомісткість.....	23
1.4 Головні циркуляційні насоси і їх привід.....	30
1.5 Енергетична установка з двигуном HYUNDAI ENGINE H21/32 для виробництва електричної енергії аварійного електропостачання.....	32
1.6 Енергетичні схеми системи утилізації відпрацьованих газів ДВЗ.....	40
1.7 Особливості конструктивних елементів системи утилізації відпрацьованих газів на основі двигунів HYUNDAI ENGINE H21/32.....	46
2 ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ЗАЕС ШЛЯХОМ МОДЕРНІЗАЦІЇ АВАРІЙНОГО ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ЦИРКУЛЯЦІЙНИХ НАСОСІВ.....	52
2.1 Розрахунок дизельного двигуна HYUNDAI ENGINE H21/32.....	52
2.2 Розрахунок надійності систем енергопостачання циркуляційних насосів.....	64
3 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА БЕЗПЕКА БЛОЧНОЇ НАСОСНОЇ СТАНЦІЇ НА АЕС.....	71
3.1 Технологічні захисту і блокування блочної насосної станції.....	71
3.2 Аварійна і попереджувальна технологічна сигналізація блочної насосної станції.....	73
3.3 Автоматика промиву обертових сіток.....	74
3.4 Автоматика дренажних насосів.....	76
3.5 Перевірка сигналізації та автоматики промиву обертових сіток.....	77
3.6 Можливі несправності.....	77
ВИСНОВКИ.....	81
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	82

ВСТУП

Актуальність роботи. В глобальних масштабах ядерна енергетика в даний час дозволяє щорічно зменшувати приблизно на 600 млн т викиди вуглецю, майже стільки ж, скільки гідроенергетика. Але безпечність виробництва даної енергії повинна бути найвищою. Тому підвищення надійності роботи Запорізької АЕС шляхом модернізації аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів є актуальною задачею.

Об'єкт дослідження - блок Запорізької АЕС.

Предмет дослідження - аварійне джерело енергопостачання циркуляційних насосів блоку Запорізької АЕС.

Мета роботи - виконати розрахунок для аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів ЗАЕС та підвищити його надійність роботи.

Задачі дослідження. Для досягнення поставленої мети в роботі вирішуються наступні задачі:

- аналіз літературних джерел за тематикою досліджень;
- опис АЕС та аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів ЗАЕС;
- аналіз підвищення ефективності модернізації аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів

Методи та засоби дослідження. Метод дослідження – розрахунково-табличний з використанням стандартних методик та теорії ймовірності. Поставлені задачі вирішувались шляхом виконання детального розрахунку надійності першого контуру ЗАЕС. В роботі використані основні теоретичні положення щодо теплової схеми першого контуру.

Наукова новизна отриманих результатів. Виконано детальний аналіз розрахунку надійності аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів. Проведено розрахунок та аналіз теплової схеми першого контуру Запорізької АЕС з реактором ВВЕР-1000.

Практична цінність роботи полягає в наступному – виконано техніко-економічне обґрунтування модернізації аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів енергоблоку Запорізької АЕС з реактором ВВЕР-1000.

Особистий внесок здобувача. Теоретичні дослідження виконанні безпосередньо автором спільно із науковим керівником. Автору належать обґрунтування основних припущень, теоретичні викладки та аналіз отриманих результатів і формулювання висновків за результатами проведених досліджень.

Структура та обсяг роботи. Магістерська робота включає вступ, три розділи, висновки та перелік джерел посилань з 44 позиції. Загальний обсяг складає 86 сторінок у тому числі 5 таблиць, 17 рисунків.

1 ОПИС АЕС ТА ЇЇ ДРУГОГО КОНТУРУ

У ядерній енергетичній установці (ЯЕУ) АЕС здійснюється генерування теплової енергії, її перетворення в механічну енергію, яка, в свою чергу, перетворюється в електричну енергію. Всі каскади перетворення енергії з одного виду в інший супроводжуються втратами. Прийнято втрати енергії враховувати за допомогою коефіцієнта корисної дії (ККД) як окремих елементів ЯЕУ, так і ЯЕУ в цілому. Крім того, в окремих вузлах установки енергія в тому чи іншому вигляді передається від одного елемента до іншого. Така передача також супроводжується втратами, що враховуються за допомогою ККД. Величина ККД є важливим показником якості енергоустановки, так як вона в значній мірі визначає вартість кіловат-години електроенергії, тобто кінцевого продукту роботи АЕС. Тому при розробці ЯЕУ АЕС робляться різні заходи, спрямовані на збільшення ККД. Правда, слід мати на увазі, що економічність не може поліпшуватися на шкоду таким ще більш важливими показниками, якими є надійність ЯЕУ і безпека її експлуатації. І тим не менше економічність установки повинна бути детально розглянута. Необхідно встановити фактори, від яких вона залежить. В установці повинні бути вжиті заходи, спрямовані на всебічне поліпшення економічності. В іншому випадку вартість кіловат-години може виявитися настільки великий, що АЕС стане неконкурентоспроможною. В даний час вартість електроенергії, що виробляється на АЕС, може бути приблизно в два рази нижче вартості електроенергії, що виробляється на ТЕС.

1.1 Сучасний стан речей в ядерній енергетиці

Основне завдання АЕС - вироблення електроенергії. Для цього в її складі передбачений турбоагрегат - конденсаційна парова турбіна. Вона використовує теплову енергію, вироблену в ядерному реакторі, і пускає в хід генератор електроенергії. Такі електростанції отримали назву атомних електростанцій

(АЕС). На такі станції покладається також завдання забезпечення тепловою енергією (відпуск тепла) на власні потреби і потреби близько розташованих житлових містечок. Частка теплової енергії, що відпускається, в загальному енергетичному балансі АЕС зазвичай дуже невелика - від (2...3) % до (7 ... 8) % номінальної теплової потужності ядерного реактора.

Можливе створення атомних станцій, завданням яких є вироблення електроенергії і теплопостачання з великим тепловим навантаженням. Такі станції називають атомними теплоелектроцентралями - АТЕЦ. Тривалий час знаходиться в експлуатації Билибинська АТЕЦ на Чукотці. Для Билибинської станції співвідношення вироблюваної електроенергії і теплової енергії, що відпускається становить: тепла потужність ЯР - 62 МВт; електрична потужність - 12 МВт; тепла потужність, що відпускається - до 29 МВт. В Україні АТЕЦ немає, хоча і планувалося створення потужної Одеської АТЕЦ.

Атомна енергія може використовуватися на станції, призначеної тільки для теплопостачання - атомні станції теплопостачання (АСТ) або атомні станції промислового теплопостачання (АСПТ). Зазвичай АСТ працюють без пароутворення, а АСПТ виробляють пар з тиском близько 2 МПа. До теперішнього часу АСТ і АСПТ на Україні не використовуються.

В даний час в стаціонарній атомній енергетиці використовуються АЕС з ЯЕУ різного типу.

Як уже зазначалося, для приведення в дію генераторів електроенергії використовуються в основному парові турбіни конденсаційного типу. Що стосується реакторних установок ЯЕУ, то вони представлені великою різноманітністю типів.

Найбільш суттєвою ознакою, за яким класифікують АЕС, є кількість контурів теплопередачі в реакторній установці. За цією ознакою ЯЕУ АЕС можуть бути одноконтурними, двоконтурними і трьохконтурними.

В одноконтурних ЯЕУ робоче тіло, яке бере участь в робочому циклі перетворення теплової енергії в механічну, отримує теплову енергію від ядерного реактора безпосередньо в його активній зоні. Це дозволяє істотно

спростити схему установки, зменшити втрати енергії і, таким чином, збільшити її економічність. Але в цьому випадку робоче тіло має помітну наведену радіоактивність, що ускладнює біологічний захист ЯЕУ, ускладнює її експлуатацію і ремонт. В СРСР було побудовано кілька одноконтурних АЕС: Білоярська АЕС (1964), Ленінградська АЕС (1973) і ряд інших (Чорнобильська, Курська, Смоленська, Ігналінська).

Двоконтурні ЯЕУ набули найбільшого поширення серед АЕС в світі. В СРСР після введення в дію Волгодонського виробничого об'єднання атомного і енергетичного машинобудування ("Атоммаш") в 1978 р також стали переходити на двоконтурні ЯЕУ з ядерними реакторами корпусного типу. Більшість АЕС СРСР, а також АЕС, побудовані за кордоном за сприяння СРСР (в НДР, Болгарії, Чехословаччини, Угорщини, Фінляндії), працюють за двоконтурною схемою. В Україні всі блоки АЕС (15 діючих) виконані за двоконтурною схемою. ЯЕУ цього типу найбільш освоєні у виробництві і експлуатації, досить надійні і безпечні в роботі. Радіоактивний теплоносій локалізована в першому контурі ППУ, що спрощує біологічний захист установки. Робоче тіло отримує тепло від теплоносія в теплообміннику поверхневого типу (парогенератор), в результаті чого робоче тіло щодо радіоактивності є абсолютно чистим. Це спрощує обслуговування і ремонт ПТУ.

У деяких випадках ЯЕУ АЕС виконують за трьохконтурною схемою. Доцільність трьохконтурної схеми передачі теплової енергії з'являється, наприклад, в тому випадку, коли в якості теплоносія першого контуру використовується рідкий метал натрій. Він хімічно дуже інтенсивно взаємодіє з водою. Тому повинна бути абсолютно виключена можливість взаємодії радіоактивного теплоносія першого контуру з водою робочого контуру. З цією метою між першим контуром і робочим контуром передбачають проміжний контур, в якому циркулює нерадіоактивний рідкометалевий теплоносій з більш високим, ніж в першому контурі, тиском. В якості теплоносія промконтуру може використовуватися також натрій. Трьохконтурні схеми складніші, їм

характерні підвищені вартісні показники. Експлуатація таких установок складніша, у них може виявитися нижче безпека. Економічність установки через трьохкаскадні передачі тепла і неминучого при цьому збільшення втрат також може виявитися нижче. В СРСР за трьохконтурною схемою побудована Шевченківська станція і третій блок Белоярської АЕС.

Крім кількості контурів ЯЕУ є ряд інших ознак класифікації. Відзначимо деякі з них:

- тип реактора: на теплових або швидких нейтронах;
- тип теплоносія першого контуру: теплоносій "вода під тиском", газовий теплоносій, рідкометалевий, тощо;
- конструктивні особливості реактора: каналного або корпусного типу;
- тип сповільнювач нейтронів: вода, важка вода, графіт, тощо;
- вид циркуляції середовища в киплячому реакторі: з примусовою або природною циркуляцією;
- тип парових турбін: турбіни на насиченому або перегрітому парі, тощо;
- частота обертання турбіни: 3000 об / хв (швидкохідний турбіна) або 1500 об / хв (тихохідна турбіна).

Повна характеристика ЯЕУ АЕС містить зазвичай всі істотні показники, за якими класифікуються установки. Наприклад, ЯЕУ Запорізької АЕС представляє собою двоконтурну установку з реактором корпусного типу на теплових нейтронах з теплоносієм «вода під тиском» і тихохідною турбіною на насиченому парі.

Перелік діючих блоків АЕС, які працюють у складі електроенергетичної системи України наведено у таблиці 1.1.

У зв'язку з тим, що Україна має в своєму розпорядженні потужну атомну енергетику (15 працюючих блоків встановленою потужністю 13880 МВт), то досить гостро постає питання про забезпечення АЕС власним ядерним паливом.

Таблиця 1.1 - Блоки АЕС, що працюють у складі ОЕС України

Блоки АЭС	Рік введення блоку в експлуатацію	Тип ядерного реактору	Тип парової турбини	Електрична потужність блоку, МВт
Рівенська АЕС				
Блок № 1	1981	ВВЕР-440	К 220-44 (2 шт.)	440
Блок № 2	1982	ВВЕР-440	К 220-44 (2 шт.)	440
Блок № 3	1986	ВВЕР-1000	К 1000-60/3000	1000
Блок № 4	2004	ВВЕР-1000	К 1000-60/3000	1000
Запорізька АЕС				
Блок № 1	1984	ВВЕР-1000	К 1000-60/1500-2	1000
Блок № 2	1985	ВВЕР-1000	К 1000-60/1500-2	1000
Блок № 3	1986	ВВЕР-1000	К 1000-60/1500-2	1000
Блок № 4	1987	ВВЕР-1000	К 1000-60/1500-2	1000
Блок № 5	1989	ВВЕР-1000	К 1000-60/1500-2	1000
Блок № 6	1995	ВВЕР-1000	К 1000-60/1500-2	1000
Південно-Українська АЕС				
Блок № 1	1982	ВВЕР-1000	К 1000-60/1500-1	1000
Блок № 2	1985	ВВЕР-1000	К 1000-60/1500-1	1000
Блок № 3	1989	ВВЕР-1000	К 1000-60/3000	1000
Хмельницька АЕС				
Блок № 1	1987	ВВЕР-1000	К 1000-60/3000	1000
Блок № 2	2004	ВВЕР-1000	К 1000-60/3000	1000

В даний час українські АЕС отримують свіже паливо з Росії. «Машзавод» (м. Електросталь) поставляє паливо для ЯР ВВЕР-440, а Новосибірський завод хімконцентратів - для ЯР ВВЕР-1000.

Створення власного паливного циклу для атомної енергетики має забезпечувати незалежність і стійкість енергетики України. З огляду на велику питому вагу атомної енергетики в загальному балансі енерговиробництва,

великі запаси уранових і цирконієвих руд, наявний високий промисловий і науково-технічний потенціал, уряд схвалив рішення про створення в Україні власного виробництва уранового палива для АЕС.

Уранова промисловість України базується на великих запасах уранових руд, розташованих в основному в межах Кіровоградської та Миколаївської областей. Велика частина запасів руд розвідана до високих рівнів вивченості. Це визначає їх високу підготовленість до промислового освоєння. Добре вивчені і підготовлені до промислового освоєння запаси урану в Україні оцінюються в 1,7 % світових запасів. Тільки розвідані запаси руд в змозі забезпечити більш ніж столітню потреба України в природному урані.

Національним виробником урану є Східний гірничо-збагачувальний комбінат (СхідГЗК).

У 1995 році український уряд оголосив тендер з вибору партнера для створення спільного підприємства для виробництва ядерного палива для ЯР ВВЕР-1000. Тендер виграло російське підприємство «ТВЕЛ». У 2010 році створено концерн «Ядерне паливо України».

Перспективи розвитку стаціонарної атомної енергетики базуються на більш глибокому пізнанні фізичної сутності процесів, що протікають в елементах ЯЕУ, виявленні на основі тривалого промислового використання АЕС їх достоїнств і недоліків, на тенденціях розвитку енергетики, що склалися на основі досвіду проектування, будівництва та експлуатації АЕС. У зв'язку з цим про перспективи розвитку атомної енергетики в Україні можна говорити на основі досвіду розвитку атомної енергетики СРСР.

Як уже зазначалося, розвиток стаціонарної атомної енергетики бере свій початок з 1954 року, коли була введена в дію перша в світі атомна електростанція. За наступні десятиліття спостерігався бурхливий розвиток стаціонарної атомної енергетики в світі.

Передумовами такого бурхливого розвитку можна віднести такі фактори:

а) паливно-енергетичні ресурси, засновані на органічному паливі, підійшли до свого вичерпання. Атомне паливо володіє значно більш високою калорійністю. Кількість тепла, що виділяється при розподілі 1 кг U^{235} перевищує кількість тепла, одержуваного при спалюванні 1 кг нафти, приблизно в 2×10^6 раз. З урахуванням наявних на Землі запасів уранових руд можна говорити про значне розширення паливно-енергетичних ресурсів. Решта запаси органічного палива можна використовувати як цінну сировину для хімічної промисловості;

б) робота АЕС не пов'язана з великим забрудненням навколишнього середовища. Немає викиду в атмосферу довгоіснуючих радіоактивних ізотопів радію, урану, торію в золотому пилу. Не надходять в атмосферу такі шкідливі сполуки як оксиди азоту, сірки, вуглецю. Не витрачається величезна кількість кисню атмосфери на спалювання палива. Шкідливий вплив на навколишнє середовище зводиться до теплового забруднення - скидання тепла при охолодженні конденсаторів. Але аналогічний вплив на навколишнє середовище роблять і теплові електростанції, що працюють на органічному паливі (хоча і в дещо меншій мірі);

в) тривалий досвід експлуатації АЕС в усьому світі показав, що економічність роботи АЕС може бути отримана досить високою. Отримана від АЕС електроенергія може бути приблизно в 2 рази дешевше, ніж електроенергія від ТЕС, що спалюють вугілля.

Правда, до теперішнього часу при використанні атомної енергії не можна повністю виключити можливість аварій, в тому числі і важких. Тому світова громадськість в цілому, в тому числі і наукова громадськість, тривалий час вела дискусію навколо питання: бути чи не бути атомній енергетиці. У зв'язку з важкою аварією на Чорнобильській АЕС в 1986 році ця дискусія різко загострилася. В результаті тривалого і всебічного вивчення проблеми прийшли до висновку, що альтернативи розвитку атомної енергетики немає. Припиняти її розвиток недоцільно і неможливо. Може йтися лише про значне підвищення безпеки ЯЕУ, що технічно цілком здійснено.

Дискусія про перспективи розвитку атомної енергетики виявила ряд проблем, які не знайшли ще свого повного вирішення. До них можна віднести:

а) необхідність створення спеціальної галузі промисловості для переробки відпрацьованих тепловиділяючих елементів активної зони ЯР;

б) необхідність вдосконалення поховання рідких і твердих радіоактивних відходів, неминуче з'являються при експлуатації АЕС;

в) проблема заміни основного обладнання ППУ після закінчення терміну служби, який до теперішнього часу прийнято в 30 років. Проблема захоронення відпрацьованого обладнання на тривалі терміни;

г) зниження капіталовкладень при створенні АЕС, так як вартість встановленого кіловата потужності для АЕС з реакторами на теплових нейтронах приблизно в 1,5 рази вище цього показника для ТЕС, а для АЕС з реакторами на швидких нейтронах - приблизно в 2 рази вище. Правда, можна очікувати також різкого збільшення вартості ТЕС у зв'язку з посиленням норм щодо захисту навколишнього середовища. Але це не знімає проблеми щодо зниження капіталовкладень при створенні АЕС.

Атомна енергетика в СРСР в основному була представлена двома типами ядерних реакторів: водо-водяні ядерні реактори корпусного типу (ВВЕР), що працюють у складі двоконтурних ЯЕУ, і каналні ядерні реактори з графітовим сповільнювачем (РБМК), що працюють у складі одноконтурних ЯЕУ.

Як уже зазначалося, розвиток атомної енергетики в СРСР почалося з реакторів каналного типу. Ідея розвитку реакторів цього типу зародилася ще в 40-х роках. Ці реактори досить прості у виробництві. Впровадження їх в атомну енергетику дозволило порівняно швидко нарощувати потужності АЕС ще до створення спеціалізованих підприємств енергомашинобудування типу "Атоммаш". На частку цих реакторів в СРСР до 1987 року припадало близько половини встановлених потужностей.

Основні переваги каналних ядерних реакторів зводиться до наступного:

- можливість реалізації великих одиничних потужностей;
- відсутність громіздкого корпусу реактора, що ускладнює його виготовлення і транспортування;
- можливість створення реакторів різної потужності зі стандартних секцій заводського виготовлення;
- можливість безперервного перевантаження палива без зупинки реактора.

Аварія каналного реактора на ЧАЕС в 1986 році виявила ряд конструктивних недоліків реакторів цього типу. Основні з них:

- позитивний паровий коефіцієнт реактивності;
- позитивний коефіцієнт потужності реактивності при зниженні потужності, що робить реактор нестабільним на малих потужностях;
- недостатня швидкодія системи аварійного захисту ЯР;
- недостатність технічних засобів, автоматично переводять ЯР в безпечний стан при помилкових діях обслуговуючого персоналу.

Як показав аналіз особливостей каналних ядерних реакторів з графітовим сповільнювачем, жоден з їхніх недоліків не є органічно властивим даному типу реактора і непереборним.

З урахуванням цього на всіх діючих ядерних реакторах типу РБМК виконаний ряд технічних заходів, які виключають можливість швидкого неконтрольованого розгону реактора:

- зниження позитивного парового коефіцієнта реактивності за рахунок зниження частки вмісту графіту в активній зоні і підвищення збагачення ядерного палива ізотопом U^{235} до 2,4 %;
- встановлені додаткові поглиначі нейтронів;
- збільшений оперативний запас реактивності;
- час спрацьовування захисту скорочено з (18...20) до (10...12) с;
- розроблений і впроваджений швидкий аварійний захист (БАЗ), що забезпечує введення в активну зону стрижнів-поглиначів за (2...2,5) с.

Крім того, детальний аналіз обставин аварії на ЧАЕС показав, що однією з основних причин аварії був ряд порушень регламенту експлуатації ЯЕУ.

І все ж аварія на ЧАЕС кинула тінь на ядерні реактори даного типу. Крім того, з введенням в дію спеціалізованого підприємства енергетичного машинобудування "Атоммаш" в 1978 році відкрилася можливість будівництва водо-водяних корпусних ядерних реакторів, що мають ряд помітних переваг перед реакторами каналного типу.

В принципі водо-водяні корпусні ЯР можуть призначатися як для двоконтурних ППУ, так і для одноконтурних ППУ з кипінням води в активній зоні. У практиці атомної енергетики СРСР отримав розвиток перший напрямок застосування реакторів - в складі двоконтурних ППУ (ВВЕР).

Переваги корпусних ЯР в порівнянні з каналними ЯР в основному зводяться до наступного:

- велика компактність, що дозволила все обладнання першого контуру помістити в герметичну захисну оболонку;
- простіші комунікації ППУ;
- простіші умови управління ядерним реактором.

З недоліків корпусних реакторів можна відзначити наступні:

- потрібно важкий товстостінний корпус ядерного реактора, що працює під великим тиском і в умовах опромінення потужним потоком нейтронів;
- перевантаження палива можлива тільки при зупиненому ядерному реакторі і після його розгерметизації;
- в більшій мірі обмежена можливість підвищення параметрів пари;
- є неможливою організація ядерного перегріву пара.

Аналіз аварії на ЧАЕС висловився в більш пильному розгляді не тільки реакторів типу РБМК, а й реакторів інших типів. В результаті запропоновано і реалізовано низку заходів щодо підвищення безпеки установок з реакторами типу ВВЕР. Основні напрямки підвищення їх безпеки зводяться до наступного:

- підвищення ефективності аварійного захисту;

- більш широке використання пасивних систем відведення тепла;
- вдосконалення систем локалізації аварії;
- підвищення надійності технологічного обладнання.

Аварія на ЧАЕС зажадала аналізу не тільки обставин аварії, а й шляхів розвитку атомної енергетики в цілому. В результаті всебічного аналізу стану атомної енергетики і можливостей промислової бази, що забезпечує її розвиток, було прийнято рішення про подальший розвиток атомної енергетики на базі реакторів типу ВВЕР.

Ядерні реактори типу ВВЕР, що знайшли широке поширення у вітчизняній атомній енергетиці і є перспективними для подальшого розвитку, працюють на теплових нейтронах і використовують в основному ізоотп урану U^{235} , частка якого в природному урані дуже невелика (близько 0,7 %). Тому перспективи розвитку ядерної енергетики на більш відокремлене майбутнє пов'язують з широким впровадженням в атомну енергетику ядерних реакторів на швидких нейтронах, в яких буде помітно більше використовуватися ізоотп урану U^{238} . Частка його в природному урані величезна - близько 99 %.

1.2 Технологічна схема об'єкту дослідження

Рішення про будівництво Запорізької АЕС було прийнято в 1977 році Радою Міністрів СРСР і з 1979 року вона стала головним будівництвом в серії атомних електростанцій, що будуються по уніфікованому проекту.

Переваги обраного майданчика під будівництво ЗАЕС полягають в наступному [1]:

- наявність в районі розвиненої будівельної бази та транспортної інфраструктури, створених раніше при спорудженні Запорізької ТЕС;
- мінімальні розміри відчужуваних територій;
- непридатність території для ведення сільського господарства;
- наявність кваліфікованих фахівців.

У 1980 році був затверджений технічний проект першої черги Запорізької АЕС у складі чотирьох енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000 сумарною потужністю 4000 МВт.

Першого квітня 1981 покладений перший кубометр бетону у фундамент реакторного відділення першого енергоблоку, і в кінці 1982 року почався монтаж його реактора.

У 1983 році споруду Запорізької АЕС було оголошено всесоюзним ударним комсомольським будівництвом.

9 листопада 1984 перший енергоблок Запорізької АЕС потужністю млн кВт·год почав виробляти електроенергію. Три наступних блоки вводилися в експлуатацію щорічно, так: другий енергоблок - в 1985 році; третій енергоблок - в 1986 році; четвертий енергоблок - в 1987 році. У 1988 році був запропонований проект розширення станції (друга черга), що передбачає будівництво ще двох енергоблоків з аналогічними реакторами.

Так, в 1989 році почав працювати п'ятий енергоблок. Але під тиском громадськості в серпні 1990 року Верховна Рада України прийняла постанову про мораторій на будівництво нових атомних станцій в Україні. Будівництво 6-го енергоблоку, готового на 90 %, також було припинено. Однак суворі зими і нестача електроенергії, а також реальний підхід до проблеми отримання електроенергії на АЕС змусили громадськість змінити свою думку щодо атомних станцій.

У 1993 році після скасування мораторію, завдяки самовідданій роботі трудового колективу Запорізької АЕС, було продовжено будівництво шостого енергоблоку. У жовтні 1995 року блок 6 був введений в експлуатацію. У тому ж році оргкомітетом Міжнародного інституту фінансів та економічного партнерства було прийнято рішення вручити Запорізької АЕС нагороду "Факел Бірмінгема" за успішне економічне виживання і розвиток у важких умовах зародження ринкових відносин в Україні.

З кожним роком, починаючи з 1984, внесок Запорізької АЕС в енергетику України зріс з 2 % до 20,4 % (1/5 частини всієї вироблюваної

електроенергії в Україні). На АЕС передбачено комплекс заходів, які гарантують безпечне та екологічно чисте вироблення електроенергії.

За підсумками роботи у 2000 р., Запорізьку АЕС визнано однією з трьох кращих атомних станцій світу, яка повністю відповідає вимогам МАГАТЕ. Станція здобула позитивні висновки місії OSART МАГАТЕ в 2004-му та пост-місії OSART у 2006-му, партнерської перевірки ВАО АЕС у 2007 р.

На Запорізькій АЕС, першій серед атомних станцій України з реакторами типу ВВЕР, споруджено сухе сховище відпрацьованого ядерного палива (ССВЯП).

Технологія запорізького ССВЯП базується на зберіганні відпрацьованих паливних збірок у вентиляльованих бетонних контейнерах, розташованих на майданчику в межах атомної станції. Промислову експлуатацію ССВЯП розпочато 10 серпня 2004 р.

Також на Запорізькій АЕС уперше в СНД введено в роботу інформаційно-вимірювальну систему «Кільце». Система призначена для постійного контролю за радіаційною ситуацією на промайданчику атомної станції, у санітарно-захисній та 30-кілометровій зонах спостереження за усіх режимів роботи, а також у разі проектних і позапроектних аварій або зняття блоків з експлуатації.

13 вересня 2016 року на засіданні Колегії Державної інспекції ядерного регулювання України було ухвалено рішення про продовження термінів експлуатації енергоблока №1 Запорізької АЕС до 23 грудня 2025 року.

За результатами проведення державної експертизи ядерної та радіаційної безпеки «Звіту з періодичної переоцінки безпеки та комплексного інспекційного обстеження енергоблоку №2 ЗАЕС» 3 жовтня 2016 року Колегія Держатомрегулювання постановила визнати обґрунтованою можливість безпечної експлуатації енергоблоку №2 ЗАЕС до 19 лютого 2026 року.

3 листопада 2017 року на засіданні Колегії Держатомрегулювання прийнято рішення про продовження термінів експлуатації енергоблоку №3 Запорізької АЕС до 5 березня 2027 року.

У 2017 році Запорізька АЕС виконала планове завдання – 33 млрд 020 млн кВт·год.

Система аварійного охолодження активної зони призначена для забезпечення безпечного зняття залишкових тепловиділень з реактора при аваріях, які викликані розривом трубопроводів першого і другого контурів установки.

Основними критеріями забезпечення аварійного розхолодження є:

- недопущення розплавлення оболонок ТВЕЛів при розривах трубопроводів першого контуру, включаючи миттєвий поперечний розрив головного циркуляційного трубопроводу;
- створення і підтримання підкритичності активної зони реактора;
- забезпечення післяаварійного розхолодження реактора.

Типова система аварійного охолодження активної зони складається з двох вузлів: пасивного і активного. Пасивний вузол призначений для первинного швидкого затоплення активної зони водою з добавкою борної кислоти при розриві трубопроводу першого контуру, який призводить до швидкого падіння тиску і обезводнення активної зони. В нього входять ємності САОЗ, які з'єднані трубопроводами з корпусом реактора. З них одна половина з'єднується з виходом активної зони, друга - з входом в активну зону. На кожному трубопроводі від ємності до реактора встановлюються дві нормально відкриті швидкодіючі засувки, які не допускають попадання азоту з ємності в реактор при спрацьовуванні системи, і два зворотні клапани, які відсікають ємності САОЗ від реактора в процесі нормальної експлуатації.

Активний вузол САОЗ складається з двох незалежних контурів: аварійного розхолодження і аварійного вприскування бору.

Контур аварійного розхолодження реактора призначений для розхолодження реактора після спрацювання пасивного вузла САОЗ. Крім того, цей контур використовується для планового розхолодження реактора за схемою: реактор → теплообмінник розхолодження → насос → реактор.

Контур аварійного розхолодження включає насоси і теплообмінники аварійного розхолодження, трубопроводи і арматуру. Вхід насосів за допомогою арматури може підключатися до трьох точок: до бака аварійного запасу розчину бору, до прямоку реакторного приміщення і до "гарячого" трубопроводу частини контуру, що не відключається від реактора. В аварійному режимі контур здійснює подачу води в реактор над і під активну зону з бака аварійного запасу розчину бору, а після спорожнення бака переходить на роботу за схемою: реактор → прямок реакторного приміщення → теплообмінник розхолодження → насос → реактор.

Контур аварійного вприскування бору призначений для створення і підтримання підкритичності активної зони, а також підживлення під час аварійного розхолодження. До його складу входять насоси аварійного вприскування бору, бак запасу концентрованого розчину бору, трубопроводи і арматура.

1.3 Види обслуговування і ремонтів, їх трудомісткість

Технічна експлуатація – це комплекс заходів, спрямованих на забезпечення нормального функціонування обладнання. Ці заходи включають управління технологічним процесом, роботою агрегатів та машин, технічне обслуговування і ремонт машин та обладнання.

Поняття «технічне обслуговування» та «ремонт» регламентовані. Технічне обслуговування (ТО) – це комплекс операцій або операція з підтримування працездатності або справного стану агрегату під час використання за призначенням, зберігання та транспортування.

Мета ТО своєчасне виявлення пошкоджень та дефектів обладнання, попередження передчасного зносу вузлів і деталей, накопичення даних для визначення обсягів ремонтних робіт, їх тривалості та періодичності.

Ремонт (Р) – комплекс заходів із відновлення працездатності та ресурсу обладнання або його частин. Ремонт може включати й ТО.

Система технічного обслуговування та ремонту (ТО і Р) – сукупність взаємопов'язаних засобів, потрібних для підтримання та відновлення якості обладнання.

Періодичність ТО і Р – інтервал часу або напрацювання поміж ними та наступним таким самим типом робіт або складнішим.

Періодичне ТО виконується через встановлений у технічній документації час або напрацювання.

Цикл ТО – найменший відрізок часу або напрацювання, що повторюється, і на протязі якого у визначеній послідовності виконуються усі встановлені види періодичного ТО.

Ремонтний цикл – найменший відрізок часу або напрацювання між двома плановими капітальними ремонтами, або від вводу в експлуатацію нового устаткування до першого планового капітального ремонту. Структура ремонтного циклу визначає послідовність виконання всіх видів ремонту і робіт по ТО в межах одного ремонтного циклу.

Надійність і економічність роботи теплотехнічного обладнання в значній мірі залежить від своєчасного виведення в ремонт і якості ремонту. В кожному цеху повинна бути розроблена система планово-запобіжних ремонтів, які виконуються у відповідності з графіком, затвердженим головним інженером підприємства. Технічне обслуговування передбачає догляд за обладнанням і мережами промислової теплоенергетики, проведення оглядів, систематичне спостереження за їх справним станом, контроль режимів роботи, дотримання правил експлуатації, інструкцій заводів-виготовлювачів і місцевих експлуатаційних інструкцій, усунення дрібних несправностей, що не потребують відключення обладнання, регулювання, чищення, продувку і змащування.

ТО є одним з найважливіших заходів системи ПЗР і виконується силами експлуатаційного або експлуатаційно-ремонтного персоналу. Правильно організоване ТО – гарантія безвідмовної роботи обладнання і мереж теплоенергетики, дієвий шлях збільшення ремонтного циклу і міжремонтних

періодів. ТО може бути плановим (регламентованим), яке здійснюється в плановому порядку у відповідності з нормативною документацією (огляди, промивки, чищення, продувки, тощо) і нерегламентованим, яке здійснюється повсякденно.

Ремонти поділяють на поточні, середні та капітальні. Поточні та середні ремонти виконуються за рахунок собівартості продукції, а капітальні за рахунок амортизаційних відрахувань.

Поточний ремонт є основним профілактичним видом ремонту, що забезпечує довговічність і безвідмовність роботи устаткування. Основною метою поточного ремонту є забезпечення надійності роботи устаткування з проектною потужністю в міжремонтний період. При поточному ремонті обладнання здійснюється його чищення і огляд, часткова розборка вузлів з заміною або відновлюванням елементів, що швидко зношуються, усунення дефектів, виявлених в процесі експлуатації, укладання попередньої відомості дефектів.

Поточний ремонт котельних агрегатів здійснюється один раз у (3...4) місяці, теплових мереж – не менш одного разу на рік. Тривалість поточного ремонту для котлоагрегатів тиском до 4МПа (40 кг/см²) становить в середньому (8...10) діб.

Середні ремонти здійснюють для підтримки техніко-економічних показників теплотехнічного обладнання на достатньому заданому рівні з заміною або відновленням його окремих елементів.

Метою капітального ремонту є відновлення технічного стану обладнання практично до рівня, що забезпечує техніко-економічні показники передбачені проектом. При капітальному ремонті обладнання здійснюється повна розборка устаткування, відновлення або заміна зношених деталей, вузлів, елементів або ділянок, ремонт базових деталей, комунікаційних пристроїв (траншей, каналів, естакад, опор, тощо). Одночасно з основним агрегатом ремонтується його допоміжне устаткування, засоби вимірювання і система автоматичного регулювання. Для основного теплотехнічного

устаткування при великій трудомісткості ремонту повний перелік робіт, що проводиться при капітальному ремонті, уточнюється згідно з відомістю дефектів, укладеній при останньому в ремонтному циклі поточному ремонті або огляді.

Позаплановий (відновлювальний) ремонт провадиться для ліквідації аварій, при яких виявляються ушкодженими окремі вузли і деталі. Аналіз ушкоджень теплотехнічного обладнання, що обумовлює необхідність позапланового ремонту, показує, що їх причиною, як правило, є перевантаження обладнання, неправильна експлуатація і часто – низька якість планових ремонтів.

Обсяг робіт, що виконується при тому чи іншому виді ремонту, характеризується його трудомісткістю. Трудомісткість ремонту це – трудовитрати на проведення одного ремонту того чи іншого виду для кожної даної одиниці теплотехнічного обладнання.

Коефіцієнт складності ремонту $K_{с.р.}$ являє собою відношення планової трудомісткості типового об'єму робіт для даного виду профілактичних заходів (ТО, у тому числі оглядів, перевірок) або типового об'єму капітального ремонту до планової трудомісткості типового об'єму робіт поточного ремонту цього обладнання

$$K_{с.р.} = T/T_{п},$$

де T - планова трудомісткість типового об'єму робіт для даного виду профілактичних заходів або капітального ремонту, чол.-годин;

$T_{п}$ - планова трудомісткість типового об'єму робіт поточного ремонту, чол.-годин .

Планують ремонтні роботи на основі річних та місячних графіків ремонтів теплотехнічного устаткування підприємства. Річні і місячні плани поточних, середніх і капітальних ремонтів укладаються відділом головного енергетика (головного механіка) і затверджуються головним інженером

підприємства. Планування ремонту теплотехнічного устаткування повинно бути погоджено з планом ремонту технологічного обладнання і режимом його роботи.

Існують декілька принципів планування і форм організації профілактичних ремонтів обладнання, кожному з яких відповідає своя система, основними з яких є:

- система ремонтів після огляду;
- система стандартних ремонтів;
- система планово-запобіжних ремонтів.

У першому варіанті шляхом періодичних оглядів виявляється технічний стан устаткування, на основі чого назначаються строки проведення ремонту і його вид (поточний, середній чи капітальний).

У системі стандартних ремонтів в числі планових профілактичних заходів відсутні такі важливі роботи, як огляди, перевірки, випробування, в той час як ПТЕ і ПТБ звертають увагу якраз на ці заходи і в залежності від їх результатів упроваджують конкретні строки ремонтів. За системою стандартних ремонтів тривалість ремонтних циклів визначається у календарному часі в залежності від змінності роботи устаткування незалежно від виду виробництва, режиму роботи, значення навантаження і характеру середовища, в якому функціонує устаткування.

Система планово-запобіжних ремонтів (ПЗР) для певної номенклатури теплоенергетичного обладнання встановлює структуру і тривалість ремонтних циклів, типові об'єми робіт по видам ремонтів і технічному обслуговуванню, трудові і матеріальні витрати, норми простою у зв'язку з ремонтом, а також норми складського резерву обладнання, запасних деталей, покупних комплектуючих виробів і матеріалів. Ці нормативи розробляються для кожного виду ремонту і технічного обслуговування.

Первинним документом, що фіксує стан устаткування, результати ремонтів і терміни служби окремих елементів обладнання є агрегатний журнал. Спеціальним документом, що уточнює потрібну кількість деталей і

матеріалів, а також обсяг ремонтних робіт є відомість дефектів устаткування. Відомість дефектів, як правило, складається цехами за декілька днів до поточного ремонту і декілька місяців до планової зупинки агрегату на капітальний ремонт.

Річний графік ремонту теплотехнічного устаткування складають для кожного агрегату на основі даних про стан устаткування, узятих з агрегатних журналів, рішення заводської комісії з обстеження агрегатів, намічених до капітального ремонту і загального заводського плану зупинок устаткування на ремонт. У річному графіку з точністю до однієї декади, планують огляди, ремонти, вказуючи скільки разів протягом року, коли, на який вид ремонту і на скільки часу повинен бути зупинений кожний агрегат.

Місячні графіки використовують для уточнення й корегування річних графіків.

Потребу в запасних частинах установлюють на основі номенклатурних списків кожного агрегату після підсумовування по цехах і всьому підприємству в цілому з метою визначення норм запасу деталей і металу, потрібного для їхнього виготовлення. Для деталей, термін служби яких не перевищує шести місяців, і спеціальних деталей установлюють розмір найменшого запасу. Ремонтні документи складають окремо для поточного, середнього та капітального ремонтів.

Перерахована схема організації та проведення робіт є загально вживаною. В залежності від виду і розмірів виробництва, його потужності, циклічності завантаження організація ремонтів може дещо змінюватися.

Ремонти теплотехнічного обладнання, якими б вони якісними не були, навіть коли вони відновлюють його споживчі властивості, не спроможні відновити механічні властивості усіх елементів конструкції. Процес погіршення механічних та споживчих властивостей називають фізичним старінням обладнання. Окрім того, з часом, відбувається моральне старіння обладнання. Останнє не залежить від стану самого обладнання, а пов'язане із створенням нового більш досконалого обладнання аналогічного призначення,

на якому можливо виробляти більш конкурентоспроможну продукцію. Тому з часом застаріле обладнання доцільно замінити, здійснити його модернізацію. Модернізація – це змінення конструкції діючого устаткування з метою поліпшення його техніко-економічних показників.

При визначенні терміну використання установки треба враховувати те, що в процесі експлуатації її вартість у формі амортизаційних відрахувань переноситься на вартість виробництва. Тому час експлуатації установки повинен бути економічно доцільним. На рисунку 1.1 показано залежність вартості одиниці продукції від часу експлуатації установки.

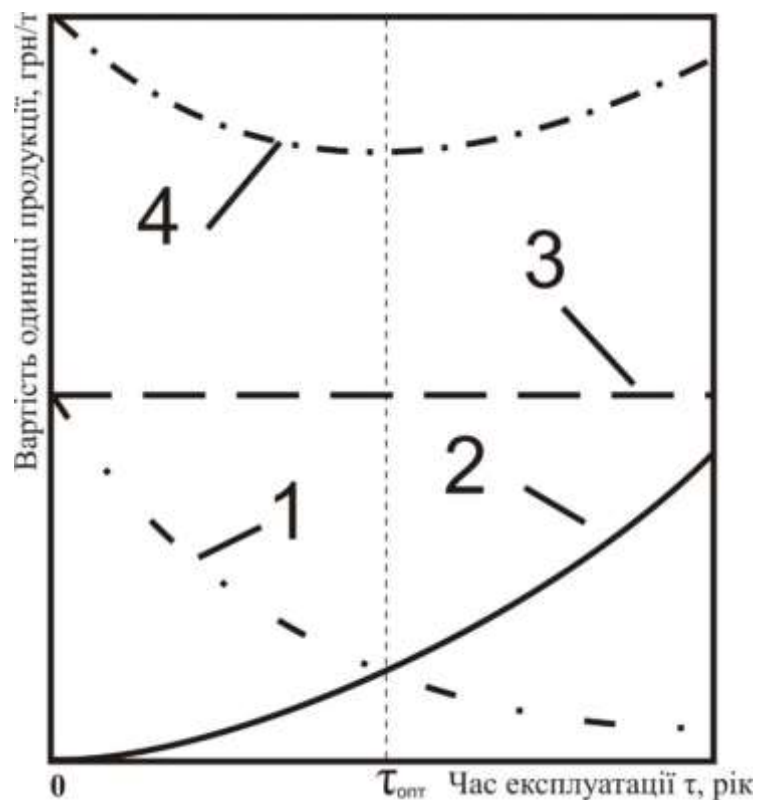


Рисунок 1.1 - Залежність собівартості продукції від часу експлуатації установки

Крива 1 показує частку вартості установки у вартості продукції. Крива 2 відповідає перенесеній вартості поточних ремонтів та обслуговувань установки за час експлуатації.

Зрозуміло, що експлуатація нової установки вимагає значно менш коштів ніж установки, що значно зношена. Тому крива 2 висхідна, а не низхідна як крива 1.

Пряма 3 відповідає постійним витратам на виробництво одиниці продукції. До постійних видатків відносять вартість сировини на одиницю продукції, заробітну платню та інші витрати. Якщо скласти усі витрати отримаємо криву, яка показує змінювання вартості одиниці продукції в залежності від терміну експлуатації установки. Оптимальний час використання установки $\tau_{\text{опт}}$ відповідає мінімальній вартості продукції.

1.4 Головні циркуляційні насоси і їх привід

Особливу роль серед механізмів власних потреб АЕС грають головні циркуляційні насоси (ГЦН), що забезпечують циркуляцію теплоносія через активну зону. Їх потужність зазвичай більше, ніж потужність живильних насосів; крім того, потрібна висока надійність живлення і електропостачання забезпечують їх систем. Є дві основні модифікації таких насосів: герметичні насоси безсальниковим типу і насоси з обмеженою контрольованою протечкою.

На відміну від насоса звичайного виконання, в якому крутний момент передається від електродвигуна, розташованого поза насоса, через вал, що ущільнюється сальником, в безсальникові електронасос енергія від статора до ротора вбудованого електродвигуна передається індуктивно через перегородку, що розділяє статорних і роторну порожнини. При цьому статор залишається сухим, захищеним від попадання в нього перекачується насосом рідини, що знаходиться під тиском.

Ротор електродвигуна обертається в середовищі теплоносія, спираючись на підшипники, виконані зі спеціальних антифрикційних матеріалів. Робоче колесо насоса насаджено на вал ротора і утворює герметичну конструкцію роторної порожнини, яка потребує ущільнення вала. Протікання робочої

рідини в атмосферу в такому герметичному насосі відсутні, що дуже істотно при перекачуванні радіоактивних теплоносіїв.

Втрати енергії в насосному агрегаті відводяться теплоносієм автономного контуру і повітрям, що циркулює в області лобових частин обмоток, і передаються технічній воді в спеціальних теплообмінниках.

Герметичний насос аварійно зупиняється при припиненні циркуляції в допоміжних системах охолодження. Для резервування допоміжної крильчатки автономного контуру в разі її поломки при роботі насоса, а також для здійснення циркуляції в автономному контурі при вибігу і під час зупинок ГЦН на гарячому теплоносії першого контуру використовується спеціальний допоміжний безсальниковий герметичний електронасос (БГЕН) потужністю в кілька кіловат.

У електродвигунах з сухим статором, незважаючи на застосування для тонких перегородок немагнітних матеріалів з високим питомим опором, виникають значні додаткові втрати. Загальним недоліком всіх безсальникових герметичних електронасосів при використанні їх в основних циркуляційних контурах АЕС є мала махова маса і неможливість збільшення її шляхом установки маховика, що робить ці насоси (і станції, ними обладнані) вельми чутливими навіть до короткочасних зниженнях напруги живлення, змушує застосовувати для їх харчування допоміжні генератори власних потреб і використовувати електричний вибіг в аварійних режимах.

З обслуговуючих ГЦН систем дуже високі вимоги до надійності електропостачання пред'являють допоміжні циркуляційні насоси автономного контуру охолодження і насоси технічної води, що подають воду в повторний контур теплообмінників ГЦН. Навіть в умовах повного знеструмлення їх харчування повинно бути відновлено через (20...30) с від незалежного джерела і забезпечено на весь період розхолодження навіть при зупинених ГЦН через побоювання ушкодження їх підшипників, перегородки та ізоляції обмотки в результаті дії на них гарячого теплоносія першого контуру.

Таким чином, дослідження підвищення ефективності роботи системи аварійного енергоживлення контуру ГЦН АЕС є питанням актуальним, оскільки напряму пов'язано з безпекою експлуатації станції. В якості аварійного джерела енергоживлення контуру ГЦН АЕС може бути використано дизельну електростанцію (ДЕС).

1.5 Енергетична установка з двигуном HYUNDAI ENGINE H21/32 для виробництва електричної енергії аварійного електропостачання

На рисунку 1.2 представлений загальний вигляд дизельної електростанції, що використовує двигуни HYUNDAI ENGINE H21/32, які представлені на схемі позначенням «ENGINE G» [2]. Перед видаленням газів в димову трубу, вони потрапляють в котли-утилізатори, представлені на схемі шифром «S-402», які призначені для утилізації теплоти димових газів з метою отримання водяної пари. Теплова частина представлена «BOILER B-300».

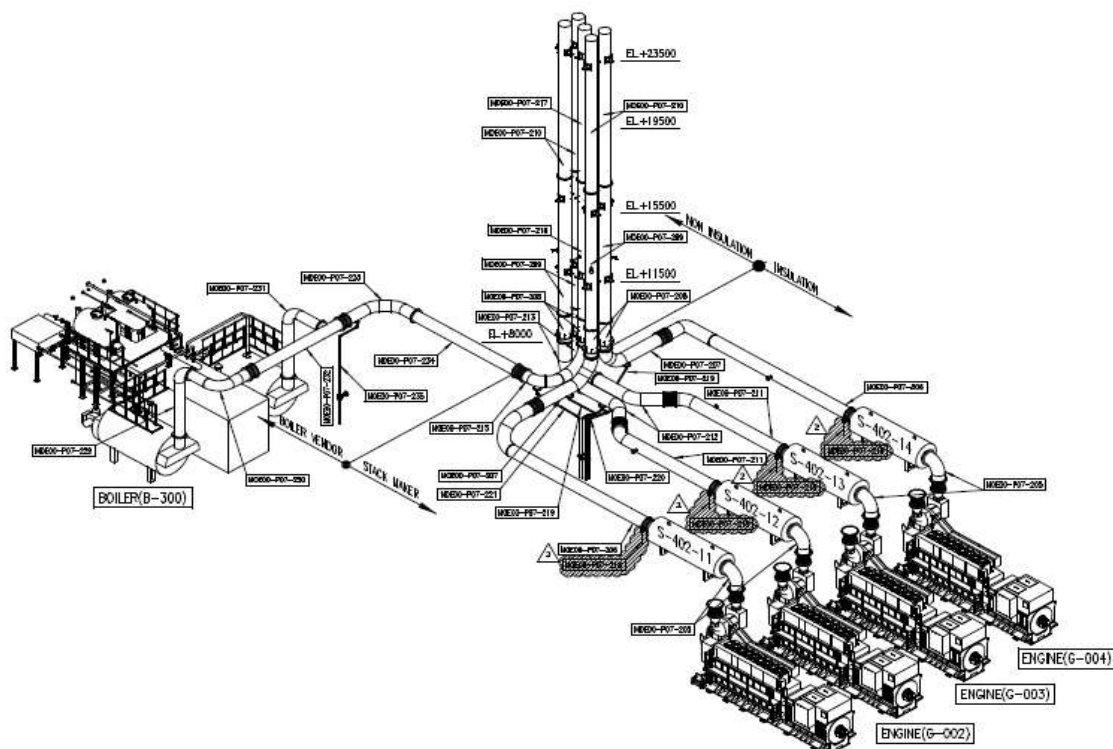


Рисунок 1.2 - Дизельна електростанція

Основні експлуатаційні параметри роботи ДЕС представлені у вигляді таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Основні експлуатаційні параметри дизельної електростанції

Навантаження	Одиниці вимірювання	Значення
Тип двигуна	HYUNDAI ENGINE H21/32	
Потужність генератора	МВт	1,5
Температура повітря на вході в ДВЗ	$^{\circ}\text{C}$	50
Температура рідини, що охолоджує на вході в ДВЗ	$^{\circ}\text{C}$	58
Температура мокрого термометра	$^{\circ}\text{C}$	0
Споживана потужність	кВт	0
Споживане паливо		дизельне
Нижча теплотворна здатність палива	кДж/кг	42700

Основні статті витрат електроенергії, що виробляється станцією представлені в таблиці 1.3.

На дизельних електростанціях застосовують генератори типів СГД (синхронний генератор, дизельний), ЕСС (єдиної серії з самозбудженням), ЕС (єдиної серії), МСД відкритого і МСА захищеного виконання з самовентилюванням і ін.

Стационарні дизельні електроустановки призначені для нормальної роботи і вироблення електроенергії необхідної якості при температурі

навколишнього повітря від +8 до + 40 °С, висоті над рівнем моря не вище 1000 м і відносній вологості повітря до 98 % при + 25 °С [3].

Таблиця 1.3 - Основні статті витрат потужності, що виробляється станцією

Потужність	МВт	%
Загальна потужність, що генерується станцією	18,8	100
Корисно використовувана потужність	10,72	57,1
Вихідна електрична потужність	7,71	40,9
Вихідна теплова потужність	0,38	2
Витрати	8,08	42,9

Основним елементом дизельної-електроустановки (станції або агрегату) є дизель-генератор, що складається з дизельного двигуна, електричного генератора, трифазного змінного струму, систем охолодження, мастильної, подачі палива і пультів управління.

До складу дизель-генератора електростанції, використання якої запроєктовано, входить двигун внутрішнього згоряння HYUNDAI ENGINE H21/32 (див.рис. 1.3, 1.4)

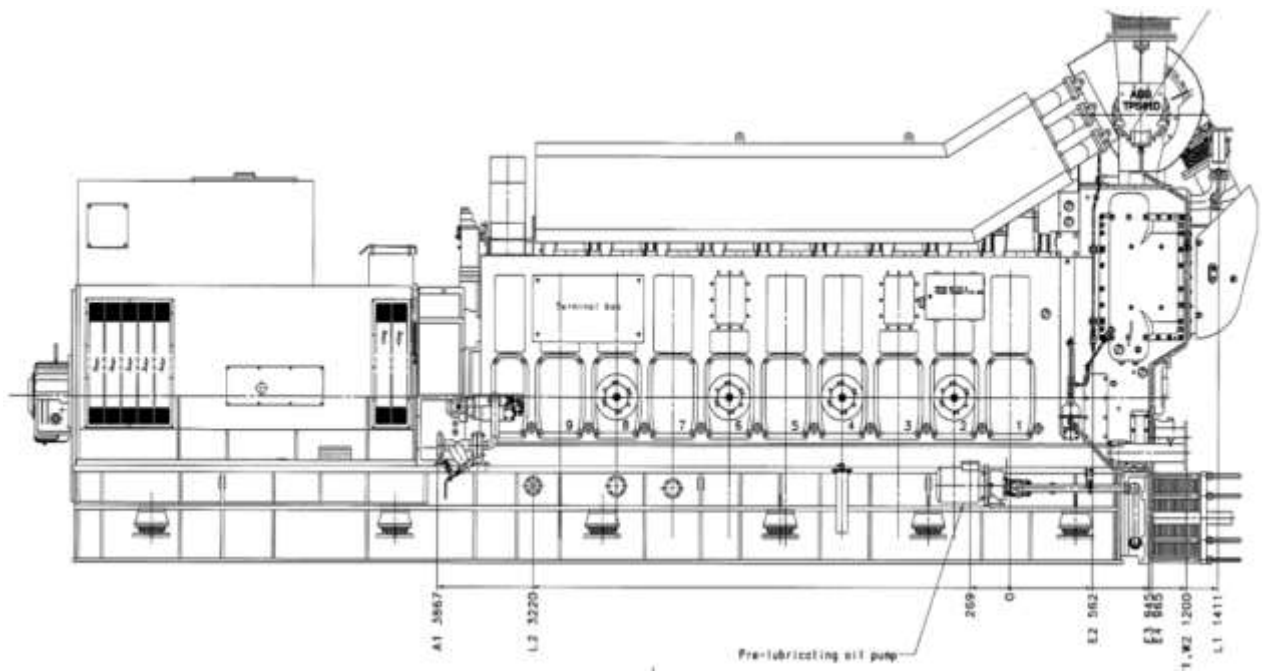


Рисунок 1.3 - Поздовжній вид двигуна внутрішнього згорання HYUNDAI ENGINE H21/32

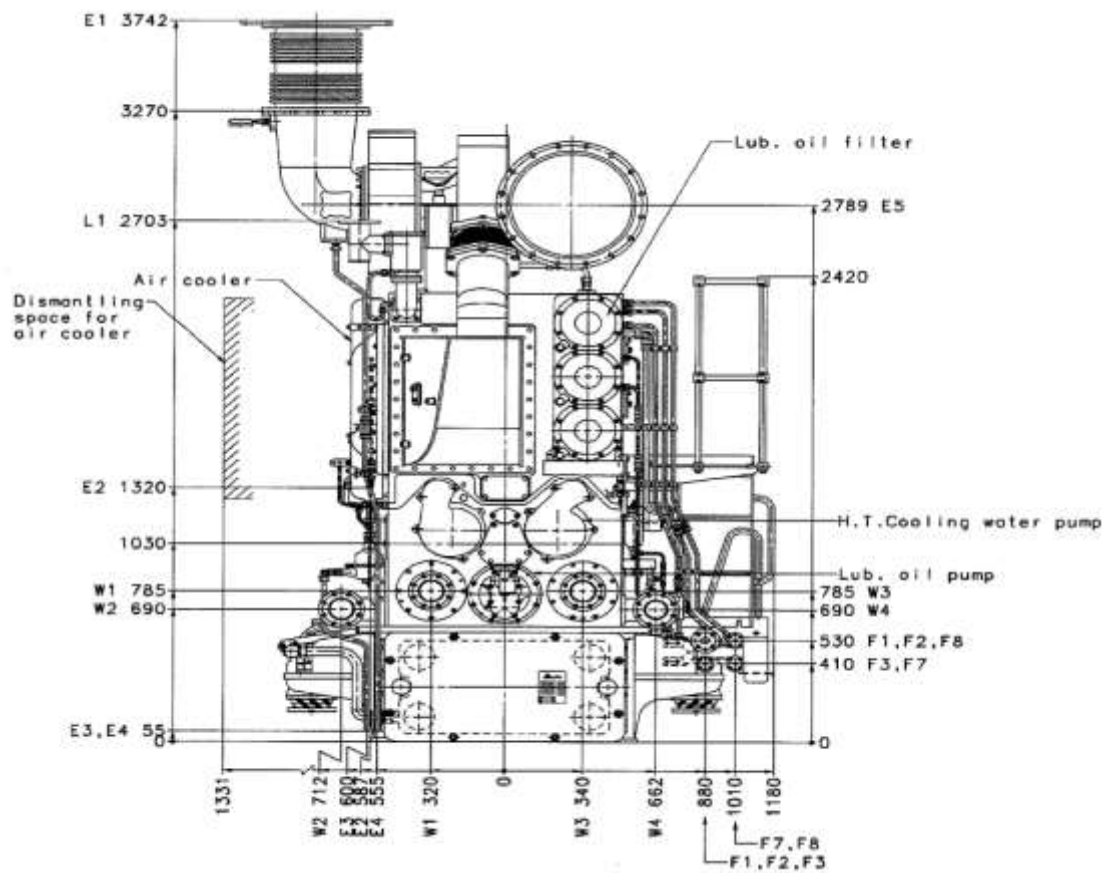


Рисунок 1.4 - Поперечний вид двигуна внутрішнього згорання HYUNDAI ENGINE H21/32

Двигун, що досліджується (див.рис. 1.5) має наступні параметри: 4-х тактний, вертикальний, прямої інжекції, простої дії. Кількість циліндрів - 9. Номінальне число обертів - 1000. Потужність на циліндр становить 30 кВт. Діаметр циліндра дорівнює 250 мм, хід поршня - 330 мм. Робочий об'єм циліндра становить 16,2 дм³. Середня швидкість руху поршня - 11 м/с. Середній ефективний тиск – 222 бар. Ступінь стиснення складає 17,1. Напрямок обертання за годинниковою стрілкою. [2].

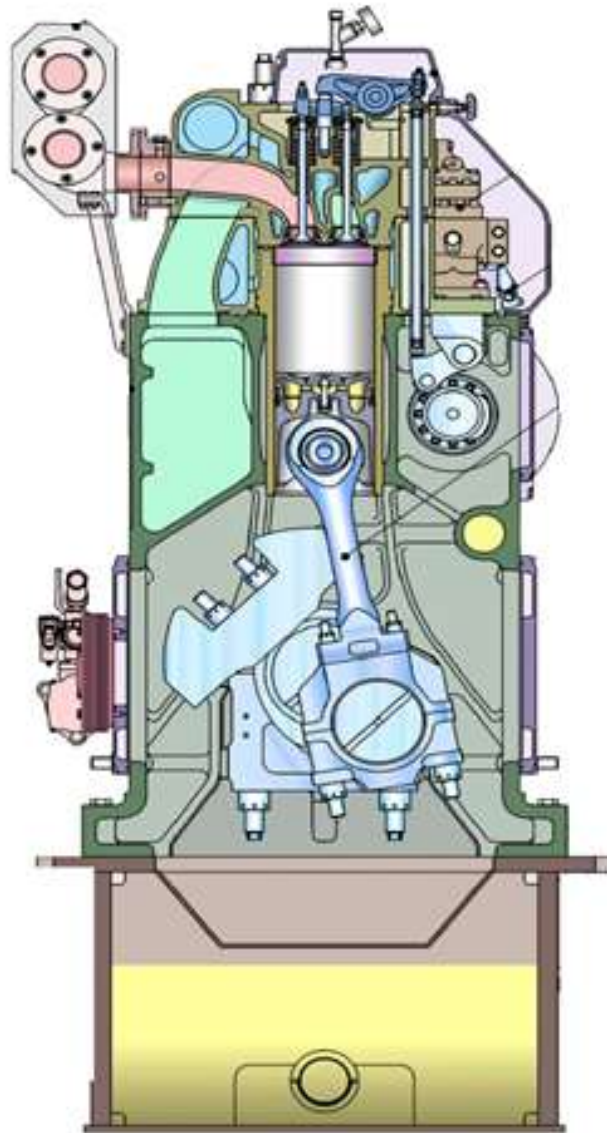


Рисунок 1.5 – Поперечний перетин двигуна внутрішнього згорання HYUNDAI ENGINE H21/32

За експериментальними даними середньорічна витрата дизельного палива на один двигун становить 447 л/год.

Так як двигун виробляє енергію шляхом спалювання палива з безперервною подачею повітря і видаленням вихлопних газів, то дані про продуктивність залежать від зміни параметрів горіння, таких як температура навколишнього середовища і стан забруднюючих компонентів палива, що впорскується, системи подачі повітря та палива.

Якщо будуть присутні будь-які відхилення від нормального робочого стану, то температура вихідних вихлопних газів і витрата палива будуть збільшуватися, що в кінцевому підсумку вплине на надійність двигуна і призведе до більш частого технічного обслуговування.

Отже, потужність двигуна повинна бути обмежена, якщо температура вихлопних газів або швидкість турбокомпресора перевищать нормальний робочий діапазон. Потужність двигуна, витрата палива, температура вихлопних газів будуть залежати також від температури і тиску навколишнього повітря і температури охолоджуючої води.

Будь-яке забруднення пристрою системи по повітряному тракту або тракту вихлопних газів зменшує прохідний перетин, що може збільшити опір повітряного потоку і, отже, призведе до збільшення перепаду тиску і зниження кількості повітряного потоку.

Якість палива, і параметри його впорскування впливають на продуктивність двигуна, а також на технічне обслуговування. Незадовільні параметри якості палива підвищують знос пристрою впорскування і призводять до засмічення камери згорання і вихлопної системи, що в кінцевому підсумку збільшує температуру вихлопних газів і витрату палива.

Якість палива і зношеність паливної системи впливає на максимальний розвинутий тиск, який є одним з критичних параметрів не тільки для надійності двигуна, але і для споживання палива та викидів NO_x .

Паливо повинне бути очищене шляхом центрифугування, так як воно може бути забруднене твердими частинками, солями, водою і т.д. Тверді

частинки, які містяться в паливі можуть привести до зносу поршневих кілець і циліндра, а також паливного насоса і паливного клапана.

В'язкість дизельного палива змінюється в залежності від його температури. Для забезпечення стабільної та безаварійної роботи ДЕС необхідно передбачити попередній підігрів палива. Важливо враховувати, що максимальна температура попереднього підігріву обмежується до 155 °С, щоб уникнути займання в паливній системі.

Основні експериментальні температури, що характеризують роботу двигуна, представлені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 - Температурні параметри роботи двигуна

Параметр	Робочий режим роботи двигуна (число обертів 1000 об/хв)	Гранично допустимий режим роботи двигуна (число обертів 1130 об/хв)
Температура палива, °С	110	150
Температура масла, °С	60	80
Температура охолоджуючої води на виході з двигуна, °С	75	90
Температура продуктів згоряння на виході з двигуна, °С	380	450

Для зручності сприйняття параметри представлені у вигляді графіків. Методом найменших квадратів отримані апроксимаційні залежності температури охолоджуючої води на виході з двигуна від числа обертів валу (див.рис. 1.6) і відпрацьованих газів на виході з двигуна від числа обертів валу (див.рис. 1.7).

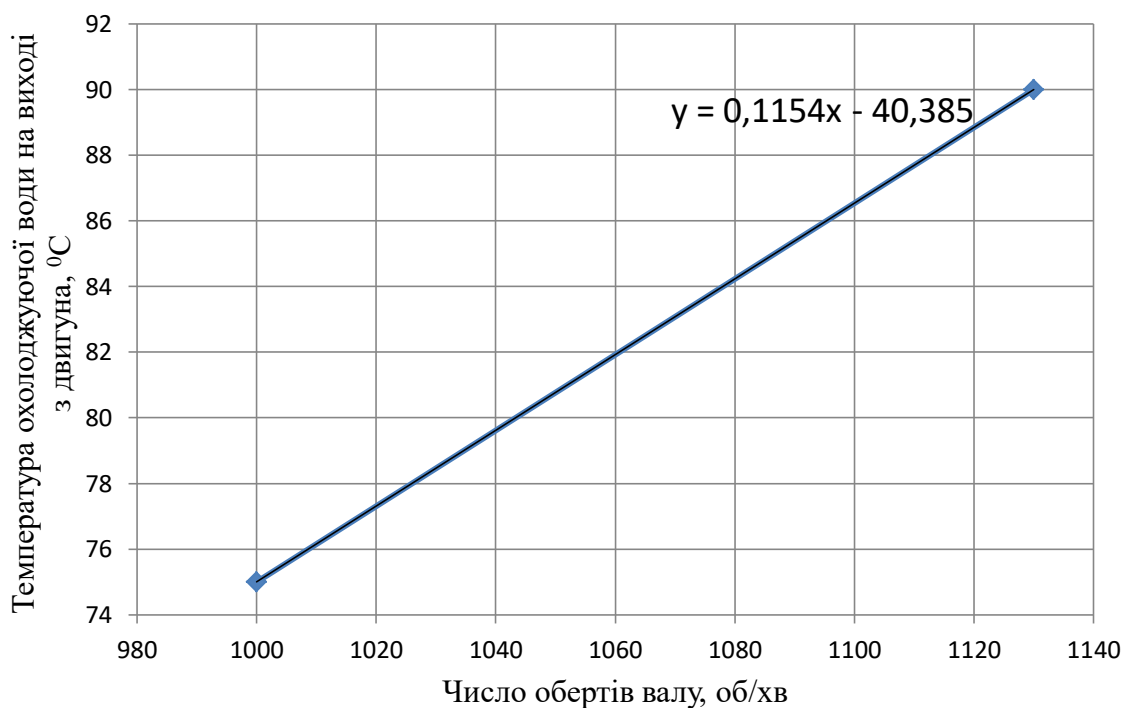


Рисунок 1.6 - Залежність температури охолоджуючої води на виході з двигуна від числа обертів валу

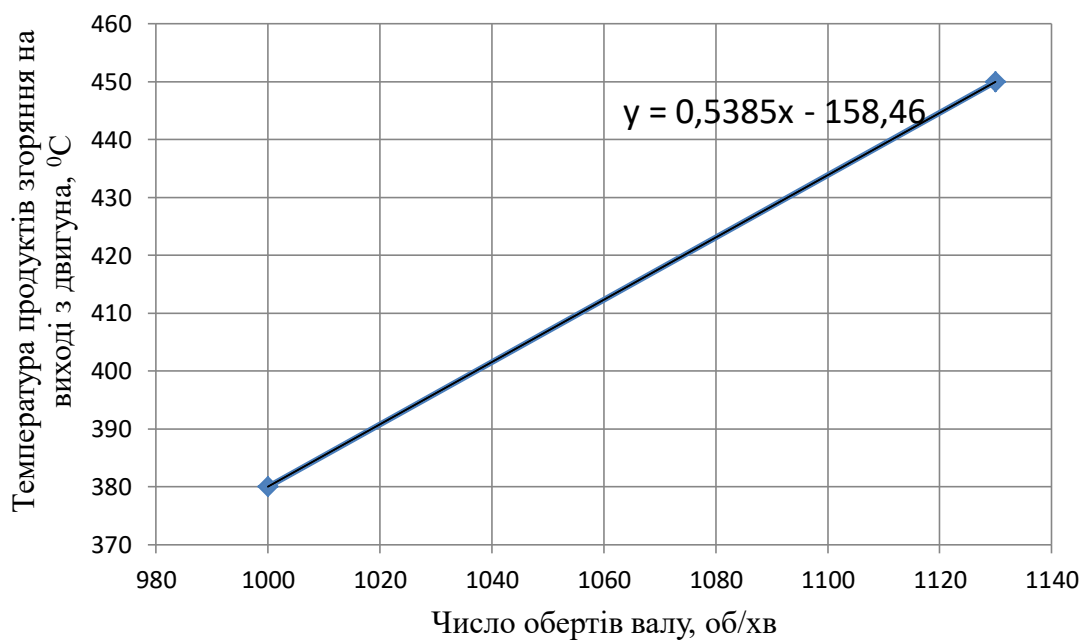


Рисунок 1.7 - Залежність температури продуктів згоряння на виході з двигуна від числа обертів валу

1.6 Енергетичні схеми системи утилізації відпрацьованих газів ДВЗ

В енергетичних установках застосовують ДВЗ в діапазоні потужностей від 20 кВт до 15 МВт (потужність на валу). На рисунку 1.8 представлена схема установки когенерації з ДВЗ.

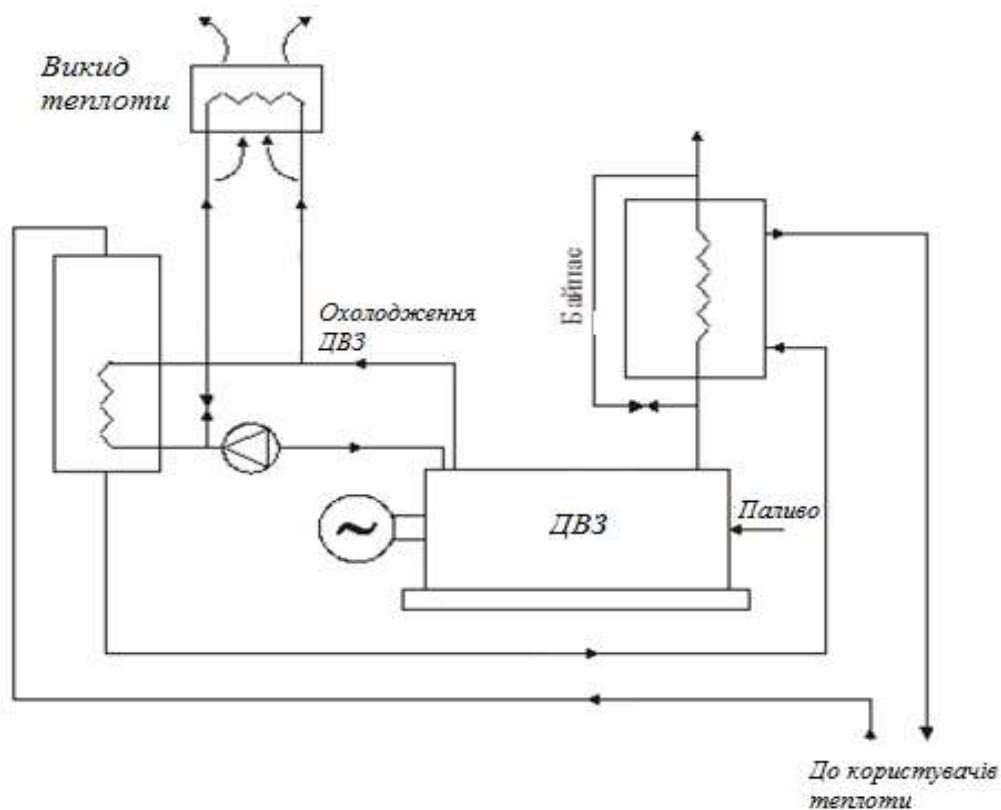


Рисунок 1.8 - Принципова схема установки когенерації з ДВЗ

У таблиці 1.5 наведені основні характеристики ДВЗ. По даній таблиці видно, що найбільший потенціал для утилізації є в вихідних газах.

Таблиця 1.5 - Характеристики ДВЗ

Параметри	Відсоток від енергії, що вноситься з паливом			Температура, °С	
	Потужність двигуна (кВт)			подачі	повернення
	60-150	300-800	800-1500		
Електрична потужність	30-35	30-40	35-42		
Вихлопні гази	22	26	35	450	
Система охолодження двигуна	33	25	9	95	85
Охолодження масла	4	4	4	85	75
Охолодження повітря на вході	6	6	6	35	30
Втрати з поверхні	2	4	4	-	-
Сума	100	100	100		
Утилізація теплоти при високих температурах	10	11	12	200	190
Утилізація теплоти при середніх температурах	15	16	16	120	110
Утилізація теплоти при низьких температурах	54	47	47	80	70

Три пріоритетні напрямки розвитку когенераційних енергоустановок для спільного вироблення електроенергії і теплоти на базі дизельних поршневих ДВЗ для об'єктів малої енергетики з урахуванням їх специфіки розглянуті в [4; 5; 6; 7]. Базові структурні схеми для кожного напрямку представлені на рисунках 1.9;1.10; 1.11.

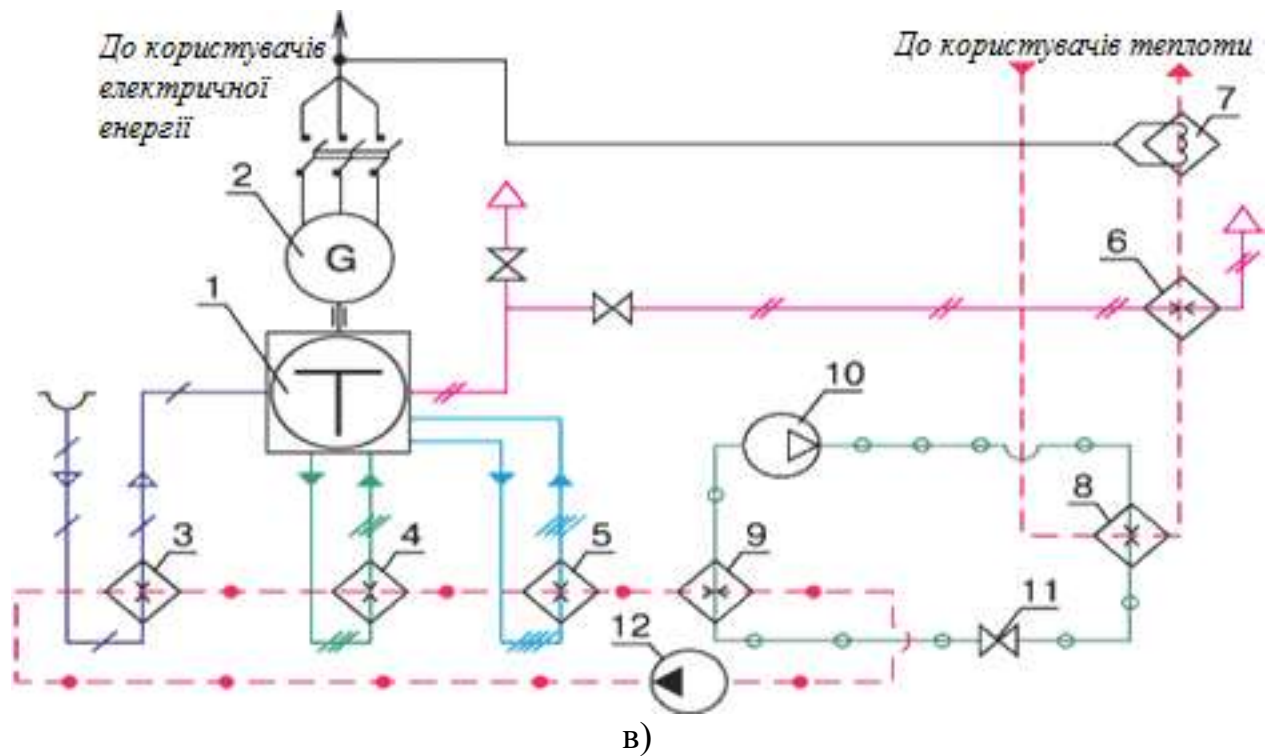


Рисунок 1.11 - Структурна схема комбінованої енергоустановки на базі ДВЗ з активними котлами-утилізаторами

На рисунках 1.9,1.10,1.11 прийнято наступні умовні позначення: 1 - ДВЗ; 2 - електричний генератор; 3 - утилізатор теплоти наддувочного повітря; 4 - утилізатор теплоти моторного масла; 5 - утилізатор теплоти охолоджуючої рідини; 6 - утилізатор теплоти відпрацьованих газів пасивний; 7 - електронагрівач; 8 - конденсатор теплового насоса; 9 - випарник теплового насоса; 10 - компресор; 11 - дросель теплового насоса; 12 - насос; 13 - котел-утилізатор теплоти відпрацьованих газів з вогневою топкою (активний); 14 - піковий водогрійний котел; 15 - запас палива.

Відмітна особливість схеми, що представлено на рисунку 1.9, є застосування рекуперативних теплообмінних апаратів для утилізації теплоти від відпрацьованих газів дизельного ДВЗ (можлива також утилізація теплоти моторного масла, наддувочного повітря і охолоджуючої рідини) без збільшення енергетичного рівня відпрацьованих газів. Недоліком даної схеми є те, що при стабільно високому тепловому навантаженні об'єкта і зниженні електроспоживання (наприклад, в нічний час) кількості теплоти, що відходить

від ДВЗ, буде недостатньо для забезпечення потреб об'єкта в теплоті. При цьому лінія утилізації теплоти буде працювати з низьким ККД системи, так як даний режим є не розрахунковим. Це буде приводити до засмічення поверхонь теплообмінного апарату продуктами неповного згорання і масла, які містяться у великій кількості у відпрацьованих газів дизельних двигунів. У свою чергу, засмічення каналів теплообмінного апарату призведе до істотного зростання аеродинамічних опорів у випускних системах двигунів, погіршить їх технічний стан і паливну економічність. Також це збільшить пожежонебезпеку газовипускних систем і теплоутилізаційного обладнання [8]. Для запобігання збільшення навантаження на теплообмінний апарат до складу такої схеми включений електронагрівач 7. Він дозволить стабілізувати навантаження на дизельних двигунах, а також забезпечує споживачів теплотою в необхідних кількостях.

Відмінною особливістю схеми, що представлено на рисунку 1.10, є наявність теплового насоса. Дана схема застосовується, коли температурні потенціали втрат теплоти дуже низькі. Випарник теплового насоса 9 включений в контур охолодження дизеля, а конденсатор 8 - в трубопровід системи теплопостачання.

Відмінною особливістю схеми, що представлено на рисунку 1.9, є використання активних котлів-утилізаторів з вогневою топкою 13 і пікового водогрійного котла 14 [7]. Недоліком даної схеми є необхідність проектування активних котлів-утилізаторів під конкретний котел, що принесе додаткові витрати підприємству. Також у даної схеми невисокий коефіцієнт використання палива.

Ці схеми найбільш ефективні за коефіцієнтом використання палива при функціонуванні дизельних двигунів з навантаженнями, близькими до графіку номінального вироблення (коефіцієнт завантаження на рівні (70...100)%). При цьому якщо в схемі (а) рисунок 1.9 встановити замість теплообмінника котел-утилізатор, що виробляє пар середніх параметрів, то можна буде виробляти

проміжного контуру вода безпосередньо гріється від теплоти відхідних газів, з контуром газу, що йдуть спочатку гріють проміжний теплоносій, який в подальшому віддає тепло воді. В якості проміжного теплоносія можуть бути використані різні речовини з температурою кипіння (як правило), що значно перевищує 100 °С. До таких речовин відносяться: діетиленгліколь; етиленгліколь; гліцерин харчовий; мінеральне масло. На даний момент найбільш перспективним і швидко набираючим популярність є флуорінол ($C_{13}H_{10}O$). Температура кипіння його становить 367,5 °С.

1.7 Особливості конструктивних елементів системи утилізації відпрацьованих газів на основі двигунів HYUNDAI ENGINE H21/32

Основними елементами системи утилізації відпрацьованих газів HYUNDAI ENGINE H21/32, які потребують розрахунку, є парова турбіна, конденсатор парової турбіни, а також сам дизельний двигун.

Одним із способів отримання високого ККД паротурбінної установки є максимальне зниження параметрів пари за турбіною. Зі зниженням тиску і температури м'ятої пари зменшується кількість теплоти, передаваної охолоджуючої рідини, що, при незмінних параметрах свіжої пари, підвищує потужність турбіни (за рахунок збільшення теплоперепада на неї) і економічність циклу в цілому [10].

На рисунку 1.13 представлена принципова схема конденсаційної установки.

До корпусу конденсатора 1 приєднані (за допомогою сварки) основні трубні дошки 2, в пазах яких розташовані трубки 3, що формують охолоджувану поверхню конденсатора. До зовнішніх поверхонь трубних дошок кріпляться передня 4 і поворотна 5 водяні камери. Передня водяна камера розділена на два відсіки для організації току води через конденсатор в два ходи.

Теплоносій, що охолоджує, через патрубок 7 надходить в нижній відсік, проходить по трубках нижньої половини конденсатора, змінює напрямок руху в камері 5, проходить по трубках верхньої половини конденсатора і з верхнього відсіку передньої водяної камери 4 через патрубок 8 видаляється з конденсатора.

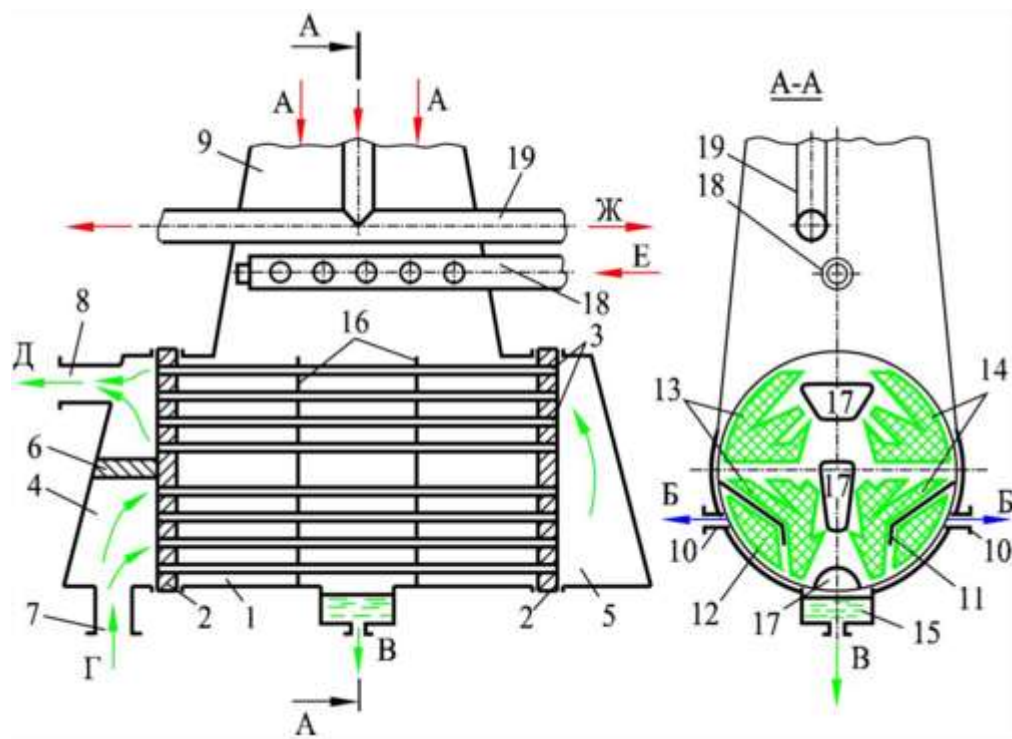


Рисунок 1.13 - Принципова схема конденсаційної установки

Паровий простір конденсатора, в якому розміщені охолоджувані циркуляційною водою трубки, за допомогою перехідного патрубка (горловини конденсатора) 9 з'єднується (зазвичай за допомогою сварки) з вихідним патрубком турбіни.

Пар, який поступає в конденсатор з турбіни через патрубок 9, конденсуючись на охолоджуваних водою трубках 3, рухається в напрямку патрубка 10. При цьому в наведеній на рисунку 1.13 компонованні трубного пучка частина пари з розвинутого центрального проходу входить в трубний

пучок в радіальному напрямку, обходячи в нижній частині пучки парові щити 11, умовно виділяючи частину трубного пучка 12 - повітроохолоджувач.

На рисунку 1.13 трубні пучки 13 і 14 цих двох незалежних потоків води симетрично розташовані щодо вертикальної осьової лінії конденсатора (розріз А-А).

Пар, що сконденсувався на поверхні трубок, збирається в конденсатозбірник 15, звідки відкачується конденсатними насосами.

У паровому просторі конденсатора для забезпечення вібронадійності його трубної системи, а також для посилення корпусу апарату встановлюються проміжні перегородки 16 [10]. Для вирівнювання полів швидкостей і тиску пари в проміжних перегородках виконуються вікна 17.

У перехідному патрубку конденсатора зазвичай встановлюються вивідні труби пари 19 з камер відборів частини низького тиску на регенеративні підігрівачі низького тиску, а також скидний пристрій для пару 18, що надходить з парового котла (парогенератора) через редуційно-охолоджувальну установку.

Рисунок 1.14 дає уявлення про характер перебігу пароводяної суміші в міжтрубному просторі конденсатора. Очевидним є те, що в нижній частині конденсатора спостерігаються зони зі зниженою витратою суміші.

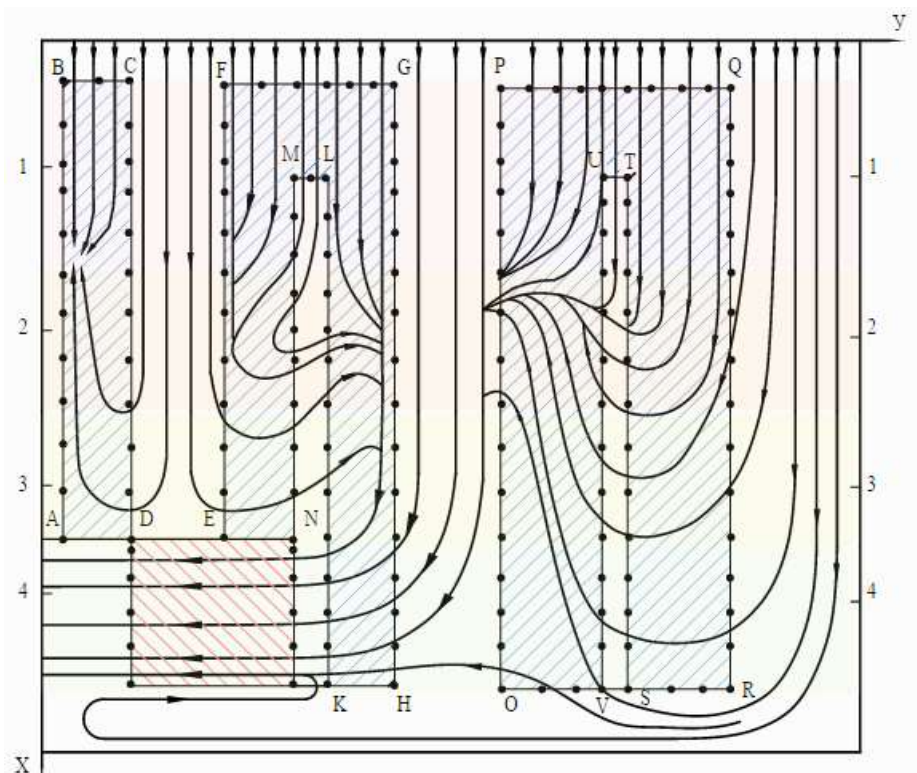


Рисунок 1.14 - Розподіл ліній струму пароповітряної суміші в поверхневому конденсаторі

На рисунку 1.15 відображено розподіл теплових навантажень по зонах охолоджуючої поверхні конденсатора турбіни. Найбільше теплове навантаження припадає на теплообмінні поверхні, розташовані поблизу осі конденсаторної установки. Зниження середнього теплового навантаження спостерігається при русі від осі установки до її верхньої частини, що говорить про достатнє охолодження пароводяної суміші на осі конденсатора.

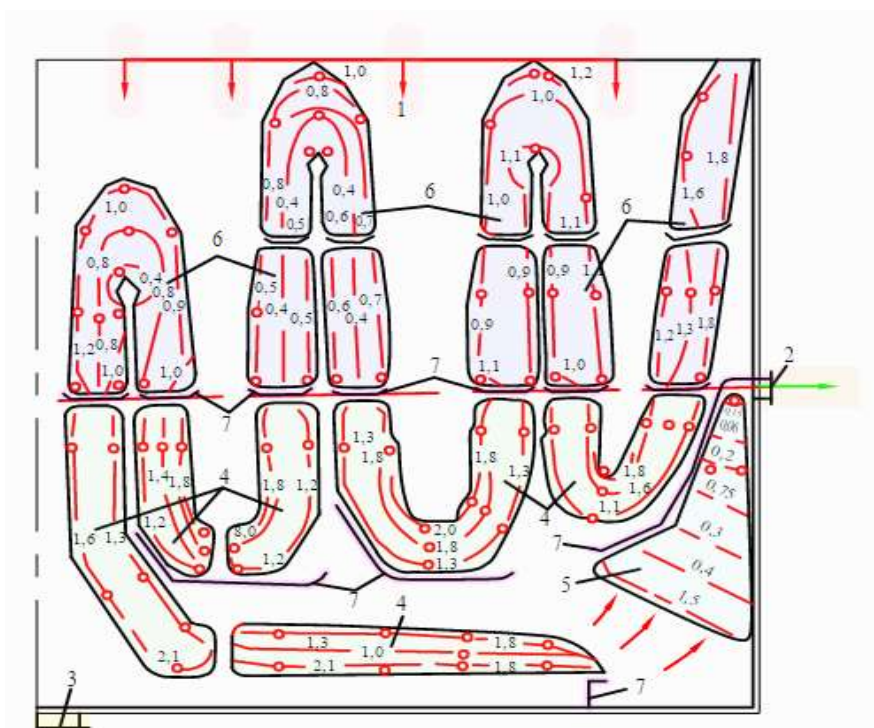


Рисунок 1.15 - Розподіл теплових навантажень $Q_{tr} / Q_{сгр}$ по зонах охолоджуючої поверхні конденсатора турбіни

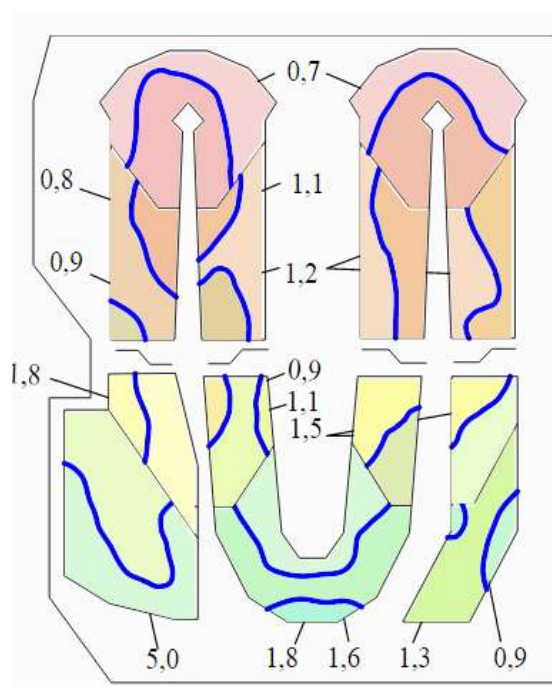


Рисунок 1.16 - Поля концентрацій повітря (%) в трубному пучку конденсатора турбіни

Аналіз рисунку 1.16 показує характер полів концентрацій повітря в трубному пучку. Як і слід було очікувати, він повною мірою повторює характер ліній

Корпус і водяні камери конденсатора парової турбіни енергетичної установки на базі HYUNDAI ENGINE H21/32 з системою утилізації теплоти відпрацьованих газів виконуються зварними із сталевих листів.

Форма поперечного перетину корпусу конденсатора визначено прийнятним компонованням трубного пучка. При цьому необхідно мати на увазі, що прямокутна форма конденсаторів дозволяє більш раціонально використовувати наявний отвір фундаменту турбіни.

Корпус конденсатора в умовах експлуатації піддається навантаженню, яке визначено різницею барометричного тиску і тиску в конденсаторі. Товщина стінок корпусу визначено виходячи з розрахунку стійкості його форми, при деформації якої можливе порушення щільності (герметичності) конденсатора. Крім того, при гідравлічному випробуванні корпусу конденсатора внутрішній тиск зазвичай становить (0,15...0,25) МПа, товщина стінок корпусів конденсаторів (10...15) мм. Для забезпечення жорсткості і міцності корпус конденсатора посилюється приварними ребрами з листової або профільної сталі [11].

У конденсаторах турбін потужністю менше 50 МВт застосовуються цільнозтянуті безшовні трубки з зовнішнім діаметром (16...19) мм і товщиною стінки трубок 1 мм. З міркувань запобігання неприпустимих присосів охолоджуючої води матеріали, з яких виготовляються конденсаторні трубки, повинні бути корозійностійкими одночасно в двох агресивних середовищах - охолоджуючої води і парі. Конденсаторні трубки рекомендують виконувати з титану. Допустима швидкість води без суспензії становить (2,5...2,7) м/с, при наявності суспензії (2,0...2,2) м/с.

2 ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ЗАЕС ШЛЯХОМ МОДЕРНІЗАЦІЇ АВАРІЙНОГО ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ЦИРКУЛЯЦІЙНИХ НАСОСІВ

2.1 Розрахунок дизельного двигуна HYUNDAI ENGINE H21/32

Виконано тепловий розрахунок дизельного двигуна HYUNDAI ENGINE H21/32.

Двигун споживає 447 л/год дизельного палива. Було прийнято наступні початкові параметри розрахунку:

- тиск навколишнього середовища $P_0 = 0,1$ МПа;
- температура навколишнього середовища $T_0 = 300$ К;
- тиск залишкових газів $P_r = 0,12$ МПа;
- температура залишкових газів $T_r = 850$ К;
- температура повітря в момент надходження його в циліндр, К

$$T'_0 = T_0 + \Delta T = 300 + 30 = 330 ;$$

- показники політроп стиснення π_1 і розширення π_2 прийнято з урахуванням швидкісного режиму:

$$[\pi_1 = 1,28 \dots 1,4]; \quad \pi_1 = 1,38;$$

$$[\pi_2 = 1,18 \dots 1,28]; \quad \pi_2 = 1,23;$$

- коефіцієнт активного виділення тепла

$$\xi = 0,78; \quad [\xi = 0,7 \dots 0,85];$$

- тиск газів в циліндрі наприкінці такту всмоктування (впуску)

$$P_a = 0,89 \text{ МПа}, \quad [P_a = (0,85 \dots 0,95) P_0].$$

Для швидкохідних дизелів прийнято нижню межу.

Визначено параметри запуску

Коефіцієнт залишкових газів

$$\gamma_{\text{ост}} = \frac{T_0 + \Delta T}{T_r} \cdot \frac{P_r}{(\varepsilon \cdot P_a - P_r)} = 0,035.$$

Температура кінця впуску, К

$$T_a = \frac{T_0 + \gamma_{\text{ост}} \cdot T_r}{1 + \gamma_{\text{ост}}} = 357\text{К}.$$

Коефіцієнт наповнення

$$h_v = \phi \cdot \frac{\varepsilon}{\varepsilon - 1} \cdot \frac{P_a}{P_o} \cdot \frac{T_o}{T_a \cdot (1 + \gamma_{\text{ост}})} = 0,874,$$

де ϕ - коефіцієнт дозарядки, $\phi = 1,05 \dots 1,10$.

Визначення параметрів стиснення

Тиск кінця стиснення, МПа

$$P_c = P_a \cdot \varepsilon^{\eta_1} = 4,3.$$

Температура кінця стиснення, К

$$T_c = T_a \cdot \varepsilon^{\eta_1 - 1} = 1035.$$

Розрахунок робочого тепла

Теоретично необхідна кількість повітря для повного згоряння 1 кг дизельного палива, $\frac{\text{кг.повітря}}{\text{кг.палива}}$

$$l_0 = \frac{1}{0,23} \cdot \left(\frac{8}{3}C + 8H - O_2 \right) = \frac{1}{0,23} \cdot \left(\frac{8}{3} \cdot 0,87 + 8 \cdot 0,126 - 0,004 \right) = 14,35,$$

або в молях, $\frac{\text{кмоль}}{\text{кг}}$

$$L_0 = \frac{1}{0,21} \cdot \left(\frac{C}{12} + \frac{H}{4} - \frac{O}{32} \right) = \frac{1}{0,21} \cdot \left(\frac{0,87}{12} + \frac{0,126}{4} - \frac{0,004}{32} \right) = 0,495.$$

Сумарна кількість повітря, $\frac{\text{кмоль}}{\text{кг}}$

$$M_1 = \alpha \cdot Z_0 = 1,35 \cdot 0,495 = 0,667.$$

Сумарна кількість продуктів згоряння M_2 буде складатися з продуктів згоряння при $\alpha = 1$ і надлишкового повітря, що не бере участі в згорянні,

$\frac{\text{кмоль}}{\text{кг}}$

$$(M_2)_{\alpha=1} = \frac{C}{12} + \frac{H}{2} + 0,79 \cdot \alpha \cdot L_0 = \frac{0,87}{12} + \frac{0,126}{2} + 0,79 \cdot 1 \cdot 0,495 = 0,527.$$

Надмірна кількість свіжого повітря, $\frac{\text{кмоль}}{\text{кг}}$

$$M_{\text{изб.в.}} = (\alpha - 1) \cdot L_0 = (1,35 - 1) \cdot 0,495 = 0,173.$$

Сумарна кількість продуктів згорання, $\frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{КГ}}$

$$M_2 = (M_2)_{\alpha=1} + M_{\text{изб.в.}} = 0,527 + 0,173 = 0,7.$$

Хімічний коефіцієнт молекулярної зміни

$$\mu_0 = \frac{M_2}{M_1} = \frac{0,700}{0,627} = 1,051.$$

Дійсний коефіцієнт молекулярної зміни

$$\mu = \frac{M_2 + \gamma_{\text{ост}} \cdot M_1}{M_1 \cdot (1 + \gamma_{\text{ост}})} = 1,045.$$

Визначення параметрів згорання

Рівняння згорання для дизельного двигуна має такий вигляд

$$\frac{\xi \cdot H_n}{M_1 \cdot (1 + \gamma_{\text{ост}})} + \frac{U_c + \gamma_{\text{ост}} \cdot U_c''}{1 + \gamma_{\text{ост}}} + 1,985\lambda \cdot T_c = \mu(U_Z'' + 1,985 \cdot T_Z),$$

де $\lambda = 1,4 \dots 2,0$ - ступінь підвищення тиску.

Для передкамерних і вихорокамерних дизелів приймається ближче до нижньої межі, а для двигунів з безпосереднім уприскуванням ближче до верхньої межі [13].

Внутрішня енергія 1 кмоля продуктів згорання при температурі стиснення T_c включає в себе внутрішню енергію продуктів згорання при $\alpha = 1,0$ і внутрішню енергію надлишкового повітря

$$U_c'' = (U_c'')_{\alpha=1} \cdot (r_{M_2})_{\alpha=1} + U_c \cdot r_{\text{изб.возд.}},$$

де $(r_{M_2})_{\alpha=1} = \frac{(M_2)_{\alpha=1}}{M_2} = \frac{0,527}{0,700} = 0,753$ – відносна кількість продуктів

згоряння, при $\alpha = 1,0$ в 1 кмоль продуктів згоряння при $\alpha = 1,35$;

$r_{\text{изб.возд.}} = \frac{M_{\text{изб.возд.}}}{M_2} = \frac{0,173}{0,700} = 0,247$ – відносна кількість надлишкового

повітря в 1 кмоль продуктів згоряння.

Тоді внутрішня енергія 1 кмоль продуктів згоряння при температурі стиснення T_c , $\frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}}$

$$U_c'' = 17208,8 \cdot 0,753 + 19309,2 \cdot 0,247 = 18807.$$

Величиною λ задаємося, нехай $\lambda = 1,8$.

Тоді сума всіх членів, що стоять в лівій частині рівняння згоряння,

$\frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}}$

$$\frac{\xi \cdot H_{\text{и}}}{M_1 \cdot (1 + \gamma_{\text{ост}})} + \frac{U_c + \gamma_{\text{ост}} \cdot U_c''}{1 + \gamma_{\text{ост}}} + 1,985\lambda \cdot T_c = \frac{0,78 \cdot 10000}{0,667 \cdot (1 + 0,035)} + \frac{17208,8 + 0,035 \cdot 18807}{1 + 0,035} + 1,985 \cdot 1,8 \cdot 1035 = 19130.$$

Звідси внутрішня енергія 1 кмоль продуктів згоряння, $\frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}}$

$$\mu(U_z'' + 1,985 \cdot T_z) = 19130.$$

Так як $\mu = 1,045$, то внутрішня енергія 1 кмоль продуктів згоряння,

$\frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}}$

$$U_Z'' + 1,985T_Z = 18300.$$

Величина U_Z'' є функцією температури згоряння і теплоємності, тому останнє рівняння можна вирішити методом підбору в інтервалі температур $t_Z = (1800 \dots 2100) \text{ }^\circ\text{C}$.

Задано величина $t_Z = 2000 \text{ }^\circ\text{C}$ та знайдено $(U_Z'')_{\alpha=1}$ і U_Z для цієї температури.

Враховуючи, що

$$\begin{aligned} U_Z'' &= (U_Z'')_{\alpha=1} \cdot (r_{M_2})_{\alpha=1} + U_Z \cdot r_{\text{изб.возд.}} = \\ &= 13900 \cdot 0,753 + 12100 \cdot 0,247 = 13455, \end{aligned}$$

То внутрішня енергія 1 кмоля продуктів згоряння, $\frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}}$

$$U_Z'' + 1,985T_Z = 13455 + 1,985 \cdot (2000 + 273) = 17965.$$

Отриманий результат менший, ніж необхідно, тому задаємося температурою $t_Z = 2100 \text{ }^\circ\text{C}$. Тоді внутрішня енергія 1 кмоля продуктів згоряння,

$\frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}}$

$$U_Z'' = 14700 \cdot 0,753 + 12780 \cdot 0,247 = 14220.$$

В цьому випадку

$$U_Z'' + 1,985T_Z = 14220 + 1,985 \cdot (2100 + 273) = 18940.$$

Так як права частина рівняння згоряння дорівнює $18300 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}}$ і вона менша, ніж $18940 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль}}$, то очевидно, що шукана температура знаходиться між $2000 \text{ }^\circ\text{C}$ і $2100 \text{ }^\circ\text{C}$. Для цього будуюмо графік і шукану температуру визначаємо графічним шляхом. З графіка (див. рис. 2.1) бачимо, що $t_z = 203 \text{ }^\circ\text{C}$.

Тоді температура кінця згоряння, К

$$T_z = t_z + 273 = 2034 + 273 = 2307.$$

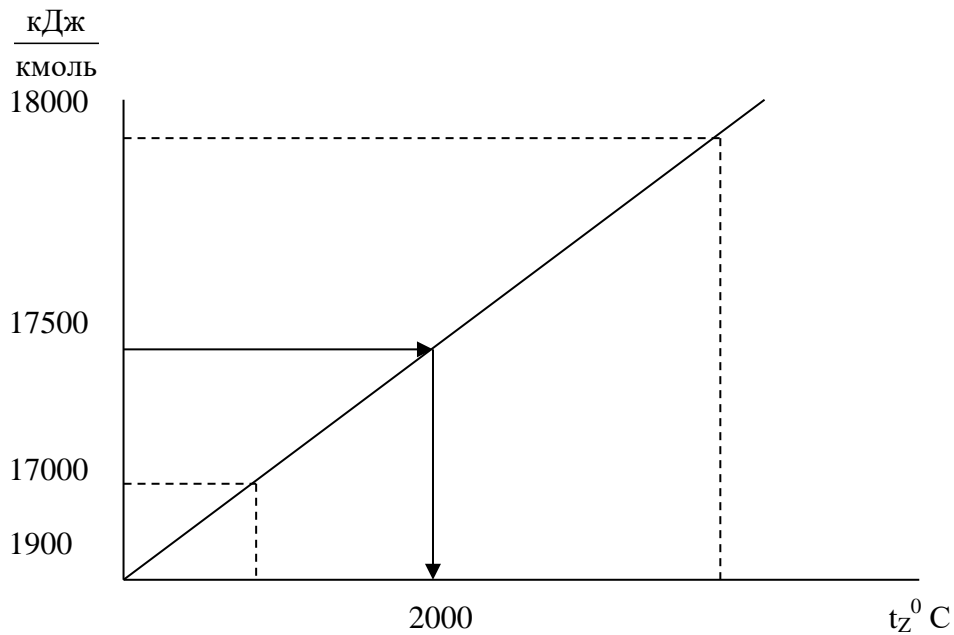


Рисунок 2.1 - Залежність $U''_z + 1,985T_z$ від температури t_z .

Максимальний тиск згоряння, МПа

$$P_z = \lambda \cdot P_c = 1,8 \cdot 4,3 = 7,74.$$

$$U''_z + 1,985T_z$$

Визначення параметрів розширення

Ступінь попереднього розширення

$$\rho = \frac{\mu}{\lambda} \cdot \frac{T_z}{T_c} = \frac{1,045}{1,8} \cdot \frac{2307}{1035} = 1,29.$$

Ступінь наступного розширення

$$\delta = \frac{\varepsilon}{\rho} = \frac{16,5}{1,29} = 12,77.$$

Тиск кінця розширення, Па

$$P_b = \frac{P_z}{\delta^{n_2}}.$$

Температура кінця розширення, К

$$T_b = \frac{T_z}{\delta^{n_2-1}}.$$

Середній індикаторний тиск перевірки циклу, Па

$$P_{ip} = P_a \cdot \frac{\varepsilon^{n_1}}{\varepsilon - 1} \cdot \left[\lambda \cdot (\rho - 1) + \frac{\lambda \rho}{n_2 - 1} \cdot \left(1 - \frac{1}{\delta^{n_2-1}} \right) - \frac{1}{n_1 - 1} \cdot \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^{n_1-41}} \right) \right].$$

Основні показники циклу

Частка індикаторного тиску, витраченого на подолання тертя і привід допоміжних механізмів, Па

$$P_M = 0,105 + 0,012 \cdot C_n.$$

Для передкамерних і вихорокамерних дизелів, Па

$$P_M = 0,105 + 0,0135 \cdot C_n.$$

Середній ефективний тиск циклу, Па

$$P_e = P_i - P_M;$$

$$P_e = (0,55 \dots 0,80) \text{ МПа}.$$

Механічний ККД

$$\eta_M = \frac{P_e}{P_i},$$

$$\eta_M = 0,7 \dots 0,82.$$

Питома індикаторна витрата палива

$$g_i = 1985 \cdot \frac{\rho_0 \cdot h_V}{P_i \cdot \alpha \cdot l_0},$$

де ρ_0 – щільність заряду на впуску, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

$$\rho_0 = \frac{P_0 \cdot 10^4}{R_0 \cdot T_0};$$

l_0 – теоретично необхідна кількість повітря (в кг) для згорання 1 кг палива.

Індикаторний ККД

$$\eta_i = \frac{465 \cdot 10^3}{g_i \cdot H_u};$$

$$\eta_i = 0,40 \dots 0,48.$$

Ефективний ККД

$$\eta_e = \eta_i \cdot \eta_M;$$

$$\eta_e = 0,32 \dots 0,40.$$

Побудова індикаторної діаграми двигуна

На осі абсцис відкладено відрізок АВ (див.рис. 2.2), відповідний робочому об'єму циліндра, а по величині, що дорівнює ходу поршня S. Тоді величина, що відповідає обсягу камери згоряння, визначено зі співвідношення

$$OA = \frac{AB}{\varepsilon - 1}.$$

За даними теплового розрахунку на діаграмі відкладено в масштабі величини тисків у характерних точках.

Побудова ліній політропи стиснення і розширення здійснюється графічним способом Брауера.

З початку координат проведено промінь ОС під кутом $\alpha = (15 \dots 20)$ градусів за годинниковою стрілкою (вниз) від осі абсцис, а промені ОД і ОЕ під кутом β_1 і β_2 від осі ординат вліво проти годинникової стрілки. Кути β_1 і β_2 визначено із співвідношень

$$\operatorname{tg} \beta_1 = \left(1 + \operatorname{tg} \alpha\right)^{n_1} - 1; \quad \operatorname{tg} \beta_2 = \left(1 + \operatorname{tg} \alpha\right)^{n_2} - 1.$$

Отримана діаграма є теоретичною індикаторною діаграмою, з якої розрахунковий індикаторний тиск, МПа

$$P_{ip} = \frac{f_{aczba}}{AB} \cdot m_p,$$

де f_{aczba} – площа діаграми в мм²;

m_p - масштаб тисків.

Дійсна індикаторна діаграма $a' c' c'' z' b' b'' a'$ відрізняється від теоретичної, так як в реальному двигуні за рахунок випередження запалювання робоча суміш займається до приходу поршня в верхню мертву точку (в.м.т.) і підвищує тиск в кінці процесу стиснення. Процес видимого згоряння відбувається при обсязі, що постійно змінюється. Дійсний тиск кінця видимого згоряння, Па

$$P_{z'} = 0,85 \cdot P_z.$$

Відкриття випускного клапана до приходу поршня в в.м.т. знижує тиск в кінці розширення і при положенні поршня у в.м.т. мають місце процеси випуску та наповнення циліндра. Положення точки C' залежить від кута випередження запалювання, а положення точки C'' орієнтовно визначено виразом

$$P_{c''} = (1,15 \dots 1,25) \cdot P_{c'}.$$

Відстань точки z' від осі ординат визначено жорсткістю роботи двигуна і знаходиться в межах (10...15) градусів повороту кривошипа від в.м.т.

Положення точки v' визначає кут передування випуску, а точку v'' зазвичай розташовують між розрахунковими точками v і a [13].

2.2 Розрахунок надійності систем енергопостачання циркуляційних насосів

В даний час не має загальної методики оцінки надійності систем енергопостачання циркуляційних насосів по всім або більшості показників надійності.

У зв'язку із цим для оцінки надійності використовуються такі показники як інтенсивність відмов (p) і відносна аварійна недовідпустка енергії (q), динаміка зміни яких у часі може використовуватися для судження про прогрес або деградацію надійності системи електропостачання циркуляційних насосів.

Визначення зазначених показників виробляється протягом усього часу експлуатації систем енергопостачання циркуляційних насосів. Аналіз отриманих результатів використовується як при довгостроковому плануванні, так і при розробці конкретних заходів щодо реконструкції на АЕС.

Інтенсивність відмов (p) визначається, як правило, за рік по наступній залежності

$$p = \sum M_{от} \cdot n_{от} / \sum M_n ,$$

де $M_{от}$ - матеріальна характеристика насосів, виключених з роботи при відмові, кВт·год;

$n_{от}$ - час змушеного вимикання насосів, викликане відмовою і його усуненням, год;

$\sum M_n$ - добуток матеріальної характеристики даної системи енергопостачання циркуляційних насосів на планову тривалість її роботи за заданий період часу (за рік).

Величина матеріальної характеристики, що складається з « n » ділянок, являє собою суму добутоків енергії що підводять до насосів.

Відносна аварійна недовідпустка енергії (q) визначається за формулою

$$q = \sum Q_{av} / \sum Q,$$

де $\sum Q_{av}$ - аварійна недовідпустка енергії за рік, кВт·год;

$\sum Q$ - розрахункова відпустка аварійної енергії системою енергопостачання циркуляційних насосів за рік, кВт·год.

Для оцінки надійності систем енергопостачання циркуляційних насосів можуть використовуватися (в дослідному порядку) приватні і загальні критерії, що характеризують стан електропостачання, водопостачання, паливопостачання джерел енергії, відповідність потужності енергоджерел та пропускної здатності електромереж розрахунковим навантаженням, технічний стан і резервування мереж.

Надійність електропостачання джерел енергії (K_e) характеризується наявністю або відсутністю резервного електроживлення. Для АЕС є обов'язковим наявність другого вводу або автономного джерела електропостачання, отже $K_e=1,0$;

Надійність водопостачання джерел (K_w) характеризується наявністю або відсутністю резервного водопостачання:

- при наявності другого незалежного водоводу, артезіанської свердловини або ємності із запасом води на 12 годин роботи при розрахунковому навантаженні $K_w=1,0$;

- при відсутності резервного водопостачання при потужності опалювальної котельні $K_w=0,6$.

Надійність паливопостачання джерел (K_m) характеризується наявністю або відсутністю резервного паливопостачання:

- при наявності резервного палива $K_m=1,0$;

- при відсутності резервного палива при потужності двигунів: до 5,0 кВт $K_m=1,0$; (5,0...20) кВт $K_m=0,7$; більше 20 кВт $K_m=0,5$.

Одним з показників, що характеризують надійність системи енергопостачання циркуляційних насосів, є відповідність потужності джерел енергії й пропускної здатності електромереж розрахунковим навантаженням споживачів (K_6).

Величина цього показника визначається розміром дефіциту: при 10 % $K_6=1,0$; при (10... 20) % $K_6=0,8$; при (20...30) % $K_6=0,6$; 30% $K_6=0,3$.

Показник надійності конкретної системи енергопостачання циркуляційних насосів ($K_{над}$) визначається як середній за приватними показниками

$$K_{над} = \frac{K_3 + K_6 + K_m + K_6 + K_c}{n},$$

де n - число показників, врахованих у чисельнику.

Залежно від отриманих показників надійності окремих систем і системи енергопостачання циркуляційних насосів, вони з погляду надійності можуть бути оцінені як:

- необхідні - $K_{над}$ - більше 0,9;
- потребують ремонту - $K_{над}$ - від 0,75 до 0,89;
- малонадійні - $K_{над}$ - від 0,5 до 0,74;
- ненадійні - $K_{над}$ - менш 0,5.

Показник укомплектованості персоналом (K_n) визначається як відношення фактичної чисельності до чисельності по діючих нормативах, але не більше 1,0.

Показник оснащення машинами, спеціальними механізмами та устаткуванням (K_m) приймається як середнє відношення фактичної наявності до кількості, визначеним за нормативами, по основній номенклатурі

$$K_m = \frac{K_m^1 + K_m^n}{n},$$

де $\hat{E}_i^1, \dots, \hat{E}_i^n$ - показники, що ставляться до даного виду машин, механізмів, устаткування;

n - число показників.

Показник наявності основних матеріально-технічних ресурсів ($K_{тр}$) визначається аналогічно по основній номенклатурі ресурсів (труби; компенсатори; арматури; зварювальні матеріали й т.п.). Прийняті для визначення значення загального $K_{тр}$ частки показники не повинні бути вище 1,0.

Показник укомплектованості автономними джерелами електроживлення ($K_{ист}$) визначається як відношення фактичної наявності (в одиницях потужності кВт) до потреби.

Узагальнений показник готовності до виконання аварійно-відбудовних робіт визначається

$$K_{гот} = 0,25K_n + 0,35K_m + 0,3K_{тр} + 0,1K_{ист}.$$

Загальна оцінка готовності ведеться по наступних категоріях:

а) «задовільна готовність» - при $K_{гот} = 0,85-1,0$; при значенні кожного з показників (K_n ; K_m ; $K_{тр}$) нижче 0,75, оцінка знижується до «обмеженої готовності»;

б) «обмежена готовність» - при $K_{гот} = 0,7-0,84$; при значенні кожного з показників (K_n ; K_m ; $K_{тр}$) нижче 0,5, оцінка знижується до «неготовності»;

в) «неготовність» - при $K_{гот}$ нижче 0,7.

Результати розрахунку надійності аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Результати розрахунки надійності

N двигуна	Потужність, що відключається, ΔQ_0 , кВт	Довжина електропередач l , м	Число засувки	Параметр ω_j , рік ⁻¹
1	1,5	2	2	0,098
2	1,5	2	2	0,032
3	1,5	2	2	0,026
4	1,5	2	2	0,024
5	1,5	2	2	0,098
6	1,5	2	2	0,032
7	1,5	2	2	0,026
8	1,5	2	2	0,024
9	1,5	2	2	0,098
10	1,5	2	2	0,032
11	1,5	2	2	0,026
12	1,5	2	2	0,024
13	0,8	0	0	0,02

Розрахунок надійності виконаємо в послідовності операцій.

Розробимо еквівалентну схему. Потужність, що відключається, при цьому (ціна відмови) становить $\Delta Q_1 = 18,8$ МВт. Параметр потоку відмов еквівалентованного елемента дорівнює

$$\omega_1 = [0,05 \cdot 0,78 + 0,002 \cdot 5] \cdot 2 = 0,098.$$

Друга зона включає двигуни 1-4, або 5-8, або 9-12. Так як ділянка дуже коротка, то її довжину в розрахунках надійності приймаємо рівною нулю. Ціна відмови другої зони

$$\Delta Q_2 = 1,5 \cdot 4 = 6 \text{ МВт};$$

Всі інші зони - це відгалуження до споживачів. У кожному з них увійде ділянка з відключаючою засувкою на кінці.

Визначимо внесок у ненадійність системи що вноситься еквівалентними зонами:

$$\begin{aligned} \sum Q_j \omega_j &= 3 \cdot (1,5 \cdot 0,098 + 1,5 \cdot 0,032 + 1,5 \cdot 0,026) + 8,5 \cdot 0,024 + 8,5 \cdot 0,024 \\ &\quad + 8,4 \cdot 0,054 + 7,8 \cdot 0,022 + 3,8 \cdot 0 = 6,280 \text{ МВт/рік}; \\ \sum \omega_j &= 0,098 + 0,032 + 0,054 + 0,026 + 0,024 + 0,024 + 0,022 + 0 = \\ &= 0,282 \text{ рік}^{-1}. \end{aligned}$$

Зменшити внесок у ненадійність системи другої еквівалентної зони схемними рішеннями неможливо, так як в цій зоні встановлений необхідний мінімум засувок, а додаткова їх установка може тільки підвищити внесок цієї зони в ненадійність.

Єдина зона - це перша, яка по суті визначає надійність всієї системи і секціонування якої може бути збільшено.

Розрахуємо середню ймовірність відмови системи за опалювальний сезон, $t = 0,562$ рік при $\sum \omega_j = 0,282 \text{ рік}^{-1}$

$$\begin{aligned} P(t) &= 1 - e^{-\sum_{j=1}^l \omega_j t} = 1 - e^{-0,282 \cdot 0,562} = 0,146; \\ \sum_{j=1}^l \omega_j &= 0,098 + 0,032 + 0,026 + 0,024 \cdot 2 + 0,054 + 0,022 = 0,282. \end{aligned}$$

Обчислимо математичне очікування теплової потужності, що відключається в аварійних ситуаціях, кВт

$$C = P(t) \frac{\sum_{j=1}^l (\Delta Q_j \omega_j)}{\sum_{j=1}^l \omega_j} = \frac{0,146}{0,282} \cdot 6,28 = 3,27.$$

Середня фактична потужність, що відключається в аварійній ситуації, кВт

$$\Delta Q_{\text{ср.ф}} = \left(\sum_{j=1}^l \omega_j \right)^{-1} \sum_{j=1}^l (\Delta Q_j \omega_j) = \frac{6,28}{0,28} = 22,4.$$

Розрахуємо показник надійності функціонування системи джерела енергопостачання циркуляційних насосів, обчисливши для цього величини: математичне очікування відносної залишкової потужності системи в аварійній ситуації за формулою

$$\frac{MQ_x(t)}{Q_0^P} = 1 - \frac{0,146}{0,28 \cdot 45} \cdot 6,28 = 0,927;$$

Число відмов мережі m і їхню ймовірність здійснення:

$$m = INT(0,28) = 1;$$

$$P_m(t) = 0,28 \cdot 0,562 \cdot e^{-0,28 \cdot 0,562} = 0,134.$$

Коефіцієнт зниження ціни відмови

$$K_0 = [2 - 0,75 \cdot 45^{0,48} / 35]^{-0,32} = 0,819.$$

Показник надійності функціонування системи при обмеженні $P_{\text{с.т}}(t) \leq 1$

$$P_{\text{с.т}}(t) = \frac{0,927(1-0,134)}{1 \cdot 0,819} = 0,918.$$

Ймовірнісний показник надійності функціонування системи теплових мереж невеликої потужності наближається до одиниці зважаючи на малу ймовірності здійснення відмови і завдання їм збитку.

3 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА БЕЗПЕКА БЛОЧНОЇ НАСОСНОЇ СТАНЦІЇ НА АЕС

Блочна насосна станція призначена для розміщення обладнання для технологічних потреб енергоблоку: циркуляційних насосів, насосів невідповідальних споживачів, насосів подачі технічної води, дренажних насосів, насосів відкачки замаслених стоків і допоміжних систем.

Блочна насосна станція включає в себе:

- три циркуляційних насоса;
- два насоси "невідповідальних споживачів";
- три дренажних насоса (два робочих, один резервний);
- два насоси подачі технічної води;
- один насос відкачки замаслених стоків.

Автоматику дренажних насосів і насоса замаслених стоків обслуговує персонал електричного цеху. Контрольно-вимірювальні прилади (засоби вимірювальної техніки, кабельні зв'язки) дренажних насосів обслуговує цех теплової автоматики і вимірювань.

Пристрої технологічних захистів служать для автоматичного впливу на запірні органи і механізми в разі відхилень їх контрольованих параметрів (температури, тиску, рівня, витрат) за межі допустимих значень.

3.1 Технологічні захисту і блокування блочної насосної станції

Живлення панелей місцевого щита управління блочної насосної станції блоку здійснюється від автоматичного вимикача, що перебувають в збірках: основне живлення і резервне живлення. Дані збірки обслуговує електричний цех.

В панелі місцевого щита управління блочної насосної станції реалізована схема автоматичного ввімкнення резерву живлення.

Живлення ланцюгів технологічних захистів здійснюється напругою змінного струму 220 В від автоматичного вимикача в панелі місцевого щита управління блочної насосної станції, живлення схем технологічних захистів в панелі місцевого щита управління блочної насосної станції.

Циркуляційні насоси мають технологічні захисти, що діють на відключення електродвигуна, за такими чинниками:

- підвищення температури на сегментах подпятника більше 80 °С;
- підвищення температури на сегментних напрямних підшипників більше 80 °С;
- підвищення температури повітря на вході в повітроохолоджувачі більше 80°С;
- зниження рівня масла у верхній масляній ванні електродвигунів циркуляційного насосу менше 235 мм;
- зниження рівня масла в нижній масляній ванні електродвигунів циркуляційного насосу менше 250 мм.

Крім технологічних захистів насоси мають технологічне блокування дозволу ввімкнення при тиску води на змащування верхнього гумового підшипника не менше 1,2 кгс/см² і факту відкритого стану засувки на подачі води для повітря маслоохолоджувачів циркуляційного насосу.

Насоси мають технологічні захисти, що діють на відключення електродвигуна:

- підвищення температури двигуна більше 75 °С;
- "невідкрите" положення затворів з витримкою часу 120 с.

При появі команди на відключення або включення насосів формується команда на закриття або відкриття затворів.

Крім технологічних захистів для насосів передбачені блокування автоматичного ввімкнення резерву по факторам:

- відключення робочого насоса;
- зниження тиску на напорі робочого насоса менше 4,5 кгс/см².

Введення автоматичного ввімкнення резерву проводиться при підвищенні тиску на напорі насоса більш $5,0 \text{ кгс/см}^2$. Датчиками тиску є електроконтактні манометри (ЕКМ), встановлені безпосередньо біля насосів.

При роботі за постійною схемою водопостачання на кожній блочній насосній станції встановлено по два насоси. Один з встановлених насосів - робочий, інший - резервний. Управління електродвигунами виконується автоматично і дистанційно з блочного щита управління.

Включення робочого насоса проводиться при знеструмленні будь-якого з двох парних насосів.

Ввімкнення резервного електродвигуна по автоматичному ввімкненню резерву проводиться при:

- не ввімкненні робочого електродвигуна через 2 с;
- зниженні номінального тиску (менше $3,8 \text{ кгс/см}^2$) на виході робочого насоса на протязі 75 с;
- при відключенні робочого електродвигуна;
- при зниженні тиску (менше $3,5 \text{ кгс/см}^2$) на напорі працюючого насоса;
- при зниженні тиску (менше $2,5 \text{ кгс/см}^2$) води в трубопроводі підведення води на змащування підшипників.

При ввімкненні будь-якого насоса відкривається засувка, при відключенні засувка закривається.

Для блочної насосної станції при спрацьовуванні технологічних захистів загорається з миготінням індивідуальний індикатор і груповий індикатор. При спрацьовуванні сигналізації по насосах загоряється з миготінням індивідуальний індикатор і груповий індикатор.

Сигнал про спрацьовування технологічних захистів по насосах через панель сигналізації видається на блочному щиту управління.

3.2 Аварійна і попереджувальна технологічна сигналізація блочної насосної станції

Живлення попереджувальної технологічної сигналізації блочної насосної станції здійснюється напругою 220 В змінного струму від автономного автоматичного вимикача, встановленого в панелі місцевого щита управління блочної насосної станції.

При спрацьовуванні кожного сигналу аварійної та попереджувальної технологічної сигналізації спалахує з миготінням індивідуальний індикатор і вихідний груповий індикатор.

Схема володіє повторністю викличного сигналу на місцевому щиту управління блочної насосної станції без витримки часу після проходження сигналу. Незалежно від того, чи повернувся контрольований параметр до свого номінального значення, схема готова до видачі наступного (нового) сигналу. Сигнал про несправність технологічного обладнання видається на блочному щиту управління.

3.3 Автоматика промиву обертових сіток

На блочній насосній станції застосовують автоматичний (від кінцевого вимикача поплавкового покажчика рівня води за сітками) і ручний (ключами управління засувки) режими роботи автоматики промиву обертових сіток.

Автоматика промиву обертових сіток в приймальній камері циркуляційного насоса реалізована в місцевому щиті управління блочної насосної станції. В панелі місцевого щита управління встановлено багатоканальний сигналізатор для фіксації спрацьовування сигналізації.

У водоприймальній камері ЦН встановлено кінцевий вимикач граничного рівня, кінцевий вимикач для сигналізації зниження рівня в водоприймальної камері. кінцевого вимикача спрацьовують при зниженні рівня нижче 10 см. В приймальній камері кожного ЦН встановлені кінцеві вимикачі нижнього рівня. При досягненні рівня води в камері нижче 15 см. Після повного відкриття засувки від кінцевого вимикача відкритого положення

засувок включаються електродвигуни обертання сіток. Сітки повертаються і промиваються 12 хвилин. Після закінчення цього часу реле своїми контактами видає команду на закриття засувок промивної води, а кінцевий вимикач засувок відключають електродвигуни обертання сіток.

Схемою передбачено, що якщо з кінцевого вимикача пониження рівня в водоприймальній камері продовжує надходити електросигнал на прилад СГО (сигналізатор граничних опорів) (поплавок не зійшов з кінцевого вимикача), то реле часу (РЧ) продовжує працювати і через 3 хвилини своїм контактом видає сигнал і загоряється з миготінням індивідуальний індикатор "Несправність промивання сіток" з видачею сигналу на блочний щит управління "Несправність на місцевому щиті управління блочної насосної станції " для виклику оператора.

Схема автоматики промиву сіток виконана на одну водоприймальну камеру одного ЦН (на дві засувки - дві сітки). Схема може включатися як індивідуально, так і всі разом, залежно від вибору режиму роботи сіток оператором.

При положенні ключа SAC - "Ручн.", Схема переводиться на ручний режим роботи. Засувки на промивної воді відкриваються і закриваються за допомогою ключів, встановлених в панелі місцевого щита управління блочної насосної станції, а електродвигуни обертання сіток включаються і відключаються від кінцевих вимикачів засувок. Заданий мінімальний рівень в аванкамер можна змінювати переміщенням поплавців, залежно від рівня води в підвідному каналі.

При роботі автоматики промиву обертових сіток в автоматичному режимі до повного зупинення сіток неприпустимо втручання оператора в роботу автоматики.

3.4 Автоматика дренажних насосів

При підвищенні рівня в дренажному прямку до позначки мінус 11,7 м контрольована рідина стикається з датчиком сигналізатора рівня 1-ї межі, встановленої в панелі місцевого щита управління блочної насосної станції. Реле сигналізатора рівня 1-ї межі спрацьовує і видає команду на включення робочого дренажного насоса. Дренажний насос відкачує рідину до тих пір, поки не відбудеться "відпускання" контактів реле.

Схемою автоматики передбачено, що за умови, якщо один дренажний насос не справляється з відкачуванням дренажних стоків і рівень рідини продовжує підвищуватися, то при досягненні рівня позначки мінус 11,3 м рідина стикається з первинним перетворювачем сигналізатора рівня 2-ї межі. Спрацьовує реле 2-ї межі і видає команду на ввімкнення резервного дренажного насоса.

При досягненні рівня до позначки мінус 12,9 м станеться "відпускання" контактів реле 1-ї і 2-ї межі і насоси відключаться.

При підвищенні рівня рідини в дренажному прямку до позначки мінус 11,2 м контрольована рідина стикається з датчиком включення сигналізатора рівня (аварійного рівня). Реле спрацьовує і видає сигнал встановлений в панелі місцевого щита управління блочної насосної станції, загоряється з миготінням індивідуальний індикатор "Аварійний рівень в дренажному прямку" і вихідний груповий індикатор. Видається сигнал на панель блочний щит управління: "Несправність на місцевому щиті управління блочної насосної станції" для виклику оператора.

Датчики живляться від автоматичного вимикача, встановленого в панелі місцевого щита управління блочної насосної станції. Схеми автоматики дренажних насосів, живляться від автоматичного вимикача, встановлених в панелях. На блочній насосній станції передбачений третій дренажний насос, який включається за місцем вручну (кнопкою).

3.5 Перевірка сигналізації та автоматики промиву обертових сіток

Зімітувати спрацьовування поплавкового рівнеміра з кінцевого вимикача верхнього рівня.

Проконтролювати спрацьовування сигналізатора граничних опорів, встановлених в панелі місцевого щита управління блочної насосної станції.

Контролювати: в панелі місцевого щита управління блочної насосної станції: загорасться з миготінням індивідуальний індикатор "Зниження рівня в водоприймального камері" і груповий індикатор "Несправність на місцевому щиті управління блочної насосної станції". На панелі блочного щита управління: спрацьовування табло "Несправність на місцевому щиті управління блочної насосної станції".

Переключити ключ SAC і ключ управління механізмом обертання сіток на панелі місцевого щита управління блочної насосної станції в положення "АВТ".

Зімітувати спрацьовування поплавкового рівнеміра з кінцевого вимикача нижнього рівня.

Проконтролювати спрацьовування сигналізатора граничних опорів, встановлених в панелі місцевого щита управління блочної насосної станції.

Проконтролювати відкриття засувки промивної води, а після повного відкриття засувки - включення електродвигунів обертання сіток.

Через 12 хвилин (час промиву сіток) контролювати закриття засувки промивної води і відключення електро двигунів обертання сіток.

3.6 Можливі несправності

Послідовність операцій при усуненні несправностей в схемах технологічних захистів, блокування і сигналізації блочної насосної станції:

- виконати організаційні та технічні заходи щодо безпечного висновку обладнання в ремонт;
- провести контрольні виміри;
- провести аналіз отриманої інформації за результатами вимірювань;
- визначити несправність;
- усунути несправність;
- виконати організаційні та технічні заходи щодо безпечного введення обладнання в роботу.

Види несправностей і методи їх усунення наведені в таблиці 3.1.

Дія персоналу в аварійних ситуаціях, загрозливих або супроводжуються відключенням основного обладнання:

- чітко і негайно виконувати вказівки НЗБ (ВІУБ) і оперативного персоналу технічного обслуговування;
- припинити всі роботи в колах захистів, блокувань, сигналізації;
- при виникненні в приміщеннях, де знаходиться персонал, зайнятий перевіркою технологічних захистів, блокування і сигналізацій умов, небезпечних для життя і здоров'я людей, начальник зміни цеху теплової автоматики і вимірювань або керівник робіт за нарядом від ремонтної служби зобов'язаний організувати евакуацію з приміщень та вжити заходів, що перешкоджають вільному доступу в них;
- доповісти начальнику зміни блока (ВІУБ) про закінчення робіт. На робочому місці начальник зміни цеху теплової автоматики в журналі про готовність обладнання зробити запис про усунення дефекту і готовності до роботи технологічних захистів, блокування і сигналізації блочної насосної станції.

Таблиця 3.1 - Види несправностей і методи їх усунення

Несправність	Причина	Метод усунення
1	2	3
ДРР (датчик реле рівня двопозиційний)		
1) При зміні контролюемого параметра електричний сигнал відсутній	1) Порушено електричне коло живлення 2) Неисправний мікроперемикач 3) Пошкоджено сільфон (порушена герметичність сільфона)	1) Відновити ел. коло живлення 2) Замінити ДРВ 3) Замінити ДРВ
СГО (сигналізатор граничних опорів)		
1) При включенні не висвічується жоден світловий індикатор	1) Відсутня напруга живлення (обрив в кабелі живлення)	1) Перевірити наявність напруги живлення, усунути обрив
2) При перевірці функціонування сигналізаторів не горять світлові індикатори	2) Несправність елементів генератора прямокутної напруги, компаратора, розрізнявача полярності імпульсів	2) Замінити сигналізатор
БС(блокуюча система)		
1) При заповненні бака (прямка) до верхнього рівня реле не спрацьовує, а при замиканні клем в пристрої - спрацьовує	1) Порушення кола пристрою - датчик 2) Низька чутливість	1) Перевірити справність кола датчика, зачистити контакти, затягнути кріплення з'єднувальних ланцюгів. При обриві кабелю - замінити його 2) Збільшити чутливість за допомогою резистора

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
2) Те саме, але реле не спрацьовує й при замиканні клем в пристрої	1) Відсутнє живлення пристрою	1) Перевірити наявність напруги живлення на клеммах
3) Реле спрацьовує при порожньому баку (прямку)	1) Низький опір ізоляції кабелю між первинним датчиком і самим БС 2) Обрив кола між клемою БС і охоронним кільцем в первинному датчику	1) Перевірити опір ізоляції кабелю, при необхідності - замінити його 2) Перевірити кола між клемою БС і охоронним кільцем в первинному датчику, зачистити контакти
4) Пристрій не працює від нижнього датчика рівня	1) Обрив кола між датчиком і клемою БС	1) Перевірити кола між клемою БС і первинним датчиком, зачистити контакти

ВИСНОВКИ

В роботі розглянуто питання підвищення надійності роботи аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів блоку Запорізької АЕС.

Виконано аналіз принципової теплової схеми дизельної електричної станції (ДЕС). Систематизовані відомості про двигун HYUNDAI ENGINE H21/32. Методом найменших квадратів отримані апроксимаційні залежності температури продуктів згоряння на виході з двигуна від числа обертів вала і температури охолоджуючої води на виході з двигуна від числа обертів вала.

Розглянуто основні енергетичні схеми утилізації відхідних газів двигунів внутрішнього згоряння. Обрана раціональна тепла схема утилізації відхідних газів двигуна внутрішнього згоряння.

Проаналізовано основні особливості теплообмінних процесів в рекупераційному теплообміннику - конденсаторі парової турбіни. Визначено зони підвищеного навантаження, які потребують додаткового охолодження.

Запропоновано методику розрахунку дизельного двигуна HYUNDAI ENGINE H21/32. Визначено параметри впуску, параметри стиснення, параметри згоряння, виконаний розрахунок робочого тепла. Були визначені основні показники циклу.

Запропоновано систему автоматичного управління та безпеки системою аварійного джерела енергопостачання циркуляційних насосів блоку Запорізької АЕС.

Розрахований показник надійності функціонування запропонованої системи аварійного електропостачання склав 91,8%

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Офіційний сайт ЗАЕС [Електронний ресурс] / Запорізька атомна електростанція.- Режим доступу: URL: <http://www.npp.zp.ua> - Офіційний сайт ЗАЕС.
2. Маргулова, Т.Х. Атомные электрические станции. -М.: Высш. школа, 1978. - 360 с.
3. Дубковский, В.А. Рациональные процессы, циклы и схемы энергоустановок [Текст] / В.А. Дубковский.- Одесса: Наука и техника, 2003. – 224 с.
4. Доповідь про стан ядерної та радіаційної безпеки в Україні у 2012 році [Текст] // Держком. ядерного регулювання України. – 2012.
5. Іванов, Є.А. Радіоекологічні дослідження [Текст] / Є.А. Іванов. – Львів : Вид. центр ЛНУ ім. Івана Франка, 2004. – 149 с.
6. Щербина, В. Ядерна альтернатива [Текст] / В. Щербина // Енергетика незалежності. - 2000. - К. № 2 (4). – С. 145-152.
7. Кулиш, Е.А. Урановые руды мира: Геология, ресурсы, экономика [Текст] / Е.А. Кулиш, В.А. Михайлов: КНУ ім. Т.Г.Шевченко. – К. : КНУ, 2004. – 277 с.
8. Ядерна безпека України: стан і проблеми [Текст] // Національна безпека і оборона. – К. : Вид-во "Український центр економічних і політичних досліджень ім. О. Разумкова". – 2005. – № 6 (66). – С. 11-21.
9. Сайт з питань ядерної безпеки, радіаційного захисту та нерозповсюдження ядерної зброї [Електронний ресурс] / UATOM. – Режим доступу: URL: <http://uatom.org/posts/29>.
10. Пріоритетні напрями та завдання розвитку ядерної енергетики та атомної промисловості. Аналітична записка [Текст]: матеріали науково-практичної конференції, 27 жовтня 2011 р. Національний інститут стратегічних досліджень при Президентові України.

11. Marques, J.G. Evolution of nuclear fission reactors: Third generation and beyond / J.G. Marques// Energy Conservation and Management. – 2010. – Vol. 51. – Pp. 1774-1780.

12. Закон України "Про порядок прийняття рішень про розміщення, проектування, будівництво ядерних установок і об'єктів, призначених для поводження з радіоактивними відходами, які мають загальнодержавне значення": від 08.09.2005 р., № 2861-IV / Верховна Рада України.- Офіц. вид. – Київ : Парлам. вид-во, 2017.

13. Техніко-економічне обґрунтування інвестицій централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива реакторів ВВЕР АЕС України. Інформаційно-аналітичний огляд матеріалів [Текст] / Мінпаливенерго, ДНІЦ СКАР, НАЕК "Енергоатом". – 2007.Науковий вісник НЛТУ України. – 2013. – Вип. 23.- 153 с.

14. Закон України "Про Загальнодержавну цільову екологічну програму поводження з радіоактивними відходами": від 17.09.2008 р., № 516-VI / Верховна Рада України.- Офіц. вид. – Київ : Парлам. вид-во, 2011.

15. Розпорядження Кабінету Міністрів України "Питання розміщення, проектування та будівництва заводу з виробництва ядерного палива для реакторів типу ВВЕР-1000" : від 27.06.2012 р. № 437-р. / Кабінет Міністрів України. - Офіц. вид. – Київ : Парлам. вид-во, 2012.

16. Диверсифікація постачання ядерного палива на українські АЕС // Національна безпека і оборона. – К. : Вид-во "Український центр економічних і політичних досліджень ім. О. Разумкова, 2009. – № 6. – С. 38-49.

17. Закон України "Про поводження з відпрацьованим ядерним паливом щодо розміщення, проектування та будівництва централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива реакторів типу ВВЕР вітчизняних атомних електростанцій" (від 09.02.2012 р., № 4384-VI).

18. Диверсифікація постачання ядерного палива на українські АЕС [Текст] // Національна безпека і оборона. – К. : Вид-во "Український центр

економічних і політичних досліджень ім. О. Разумкова.- 2009. – № 6. – С. 38-49.

19. Тарнавський, А. Б. Сучасні перспективи створення ядерно-паливного циклу в Україні [Текст] //Науковий вісник НЛТУ України. – 2013. – №. 15. – С. 133-141.

20. Бартоломей, Г.Г. Основы теории и методы расчета ядерных энергетических реакторов [Текст] : учеб. / Г.Г.Бартоломей, Г.А.Бать, В.Д.Байбаков, М.С.Алтухов. - 2-е изд., перераб . и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1989. - 512 с.

21. Вукалович, М.П. Теплофизические свойства воды и водяного пара [Текст] / М.П. Вукалович. - М.: Машиностроение, 1967. - 160 с.

22. Машкович, В.П. Защита от ионизирующих излучений [Текст] : справочник / В.П. Машкович, А.В. Кудрявцева. - 4-е изд., перераб . и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1995 - 496 с.

23. Гусев, Н.Г. Защита от ионизирующих излучений в 2-х томах [Текст]. Т. 1. Физические основы защиты от излучений: учеб. пособие / Н.Г. Гусев. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 512 с.

24. Городецький, Д. В. Проблема визначення доцільності дезактивації радіоактивно забруднених об'єктів при пететворенні об'єкта "Укриття" на екологічно безпечну систему та шляхи її вирішення [Текст] / Д. В. Городецький, В. В. Деренговський, Л. І. Павловський // Проблеми безпеки атом. електростанцій і Чорнобиля. – 2017. – Т. 28. – С. 34–41.

25. Городецький, Д. В. Пропозиції щодо удосконалення нормативно-правових документів для забезпечення радіаційної безпеки під час перетворення об'єкта "Укриття" [Текст] / Д. В. Городецький, В. В. Деренговський, Л. І. Павловський // Проблеми безпеки атом. електростанцій і Чорнобиля. –2017. – Т. 29. – С. 91–96.

26. Стельмах, Д. А. Захоронение на месте как вариант снятия с эксплуатации объектов Чернобыльской АЭС [Текст] / Д. А. Стельмах, В. К.

Кучинский, А. М. Платоненко // Ядерна та радіац. безпека. – 2016. – Т. 1 (69). – С. 57–63.

27. Бабенко, В. А. О связи между зарядовой и нейтральной константами пион-нуклонной связи в модели Юкавы [Текст] / В. А. Бабенко, Н. М. Петров // Письма в ЭЧАЯ. – 2017. – Т. 14, № 1. – С. 26–39.

28. Староверов, К.В. Справочник проектировщика [Текст] / К.В. Староверов. - М.: Стройиздат, 1976. – 120 с.

29. Николаев, А.А. Справочник проектировщика. Проектирование топок и печей [Текст] / А.А. Николаев. - М.: Стройиздат, 1965. – 236 с.

30. Денисенко, Р.Ф. Охорона праці: Уч. посібник для інж.- екон. спец. Вузів [Текст] / Р.Ф. Денисенко. – М.: Вища школа, 1985. – 248 с.

31. Гаджієв, Р.В. Охорона праці в тепловому господарстві промислових підприємств: Уч. посібник для технікумів [Текст] / Р.В. Гаджієв, А.А. Вороніна. – М.: Енергія, 1980. – 224 с.

32. Оніщенко, Н.С. Охорона праці при експлуатації котельних установок [Текст] / Н.С. Оніщенко. – М.: Енергія, 1992. – 350 с.

33. ДНАОП 0.00-1-08.-94. Правила будови і безпечної експлуатації парових і водогрійних котлів [Текст] – К: Стройиздат, 1995 – 12 с.

34. Прузнер, С.С. Правила пристрої і безпечної експлуатації судин, працюючих під тиском [Текст] / С.С. Прузнер. – М.: Металургія, 1971. – 45 с.

35. Нормативи чисельності робітників, що обслуговують парокотельные установки промислових підприємств [Текст] – М: Економіка, 1988 – 26 с.

36. Златопольський, Е.В. Економіка, організація і планування теплового господарства промислових підприємств: Підручник для технікумів [Текст] / Е. В. Златопольський. – М.: Енергія, 1979. – 376 с.

37. Plechec, L. Tepelny vypocet plynuteho vinuti transformatoru s prirodzenym obehem obeje. Electrotechnic obz. — 1972— №1— P.5-10.

38. Petras, V. Teplotne pole olejoveha transformatora so zvitkovym vinutim [Text] / V. Petras, L. Kriho, T. Fiedler // Transformatory.- 1984.- №2.- P. 7-13.

39. Guerra, F. Primeira abordagem a utilização de modelos reduzidos para a determinação experimental do campo térmico de transformadores arrefecidos por convecção natural [Text] / Franklin Guerra, Isaac Moreira // Electricidade.- 1987.- № 233.- P. 141-145.

40. Pivnek, M. Vyzkum tepelnych zavislosti na modelech vinuti transformatoru [Text] / M. Pivnek, K. Havlichek // Electrotechn. obz. — 1974. — №4. — pp. 175-181.

41. Die Darstellung des Wärmeübergangskoeffizienten im Transformator mit Kriteriellen Potenzfunktion [Text] / H. Lobenstein // Elektr. — 1979. — №4. — pp. 218-220.

42. Вукалович, М.П. Теплофизические свойства воды и водяного пара [Текст] / М.П. Вукалович. - М.: Машиностроение, 1967. - 160 с.

43. Реклейтис Г., Рейвиндран А., Рэгсдел К. Оптимизация в технике: в 2-х кн. Кн.1 - М.: Мир, 1986 - 320 с.

44. Комп'ютерна графіка [Текст] : метод. вказівки до лабораторних робіт для студ. ЗДІА спец. 6.050601 "ТЕ" ден. та заоч. форм навчання / С. Є. Чижов, І. М. Мних; ЗДІА. - Запоріжжя : ЗДІА, 2012. - 164 с.

45. Дмитренко О.О., Якимчук А.В. АВР магістралі резервного живлення власних потреб АЕС. Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики", 2015, 59-62.