

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра автоматизації, метрології та енергоефективних технологій

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

«Управління якістю енергетичних об'єктів шляхом удосконалення підходів
технічної діагностики обладнання»

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 курсу, групи ДІВс24мг
спеціальності: 175 Інформаційно-вимірювальні
технології

_____ / Олег БЛІЙ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____ / Ганна ГРІНЧЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____ / Геннадій КАНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

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

Секретар ЕК _____ / Євгеній КЛЮЧКА
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

Міністерство освіти і науки України

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра автоматизації, метрології та енергоефективних технологій

Спеціальність 175 Інформаційно-вимірювальні технології
Освітньо-професійна програма «Якість, стандартизація та сертифікація»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ (підпис)

д.т.н., проф. Геннадій КАНЮК
(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

«__» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти

здобувача вищої освіти Олег БІЛИЙ
(ім'я, прізвище)

1. Тема Управління якістю енергетичних об'єктів шляхом удосконалення підходів технічної діагностики обладнання
затверджена наказом по академії №__ від «__» _____ 20__ р.

2. Термін здачі закінченої роботи «__» _____ 20__ р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
проаналізувати підходи до технічної діагностики та забезпечення безпечної експлуатації енергообладнання енергетичних комплексів, визначити шляхи удосконалення нормативного забезпечення та управління якістю, розробити рекомендації щодо удосконалення підходів технічної діагностики енергетичного обладнання з метою забезпечення якості його функціонування

5.Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

6. Консультант:

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

7. Дата видачі завдання«___»_____20___р.

Керівник _____Ганна ГРІНЧЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання _____Олег БІЛИЙ
(підпис) (ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК виконання кваліфікаційної роботи

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1.	Розробка плану кваліфікаційної роботи, ознайомлення з літературними джерелами за темою		
2.	Написання теоретичної частини кваліфікаційної роботи		
3.	Написання аналітичної частини кваліфікаційної роботи		
4.	Написання дидактичного проєкту в рамках кваліфікаційної роботи		
5.	Перевірка чернетки кваліфікаційної роботи та внесення змін до неї керівником		
6.	Перевірка якості кваліфікаційної роботи у системі «Антиплагіат»		
7.	Оформлення кваліфікаційної роботи		
8.	Проходження нормоконтролю оформлення кваліфікаційної роботи		

Здобувач вищої освіти _____
(підпис)

Олег БІЛИЙ
(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль _____
(підпис)

(ім'я, прізвище)

ЗМІСТ

Анотація

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПІДХОДІВ УПРАВЛІННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ ЕНЕРГООБ'ЄКТІВ

1.1. Науково-обґрунтовані підходи до управління технічним станом енергетичних об'єктів

1.2. Показники та методи оцінки технічного стану об'єктів енергетичного комплексу

РОЗДІЛ 2. УПРАВЛІННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ НА ОСНОВІ ЕКСПЕРТНИХ РОЗРАХУНКІВ

2.1. Наукова методологія управління станом енергообладнання

2.2. Методологія експертного розрахунку на міцність з урахуванням параметрів сейсмостійкості

2.2.1 Методика оцінки міцності при сейсмічних діях

2.2.2 Принятий порядок розрахунку при сейсмічній дії

РОЗДІЛ 3. РЕЗУЛЬТАТИ ВИКОНАНОЇ ОЦІНКИ СЕЙСМОСТІЙКОСТІ ДЛЯ УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ

3.1 Оцінка сейсмостійкості для напорного трубопроводу аварійного вприска концентрованого розчину бору (от 1TJ10D01 до 1TJ10S05)

3.2 Аналіз результатів розрахунку трубопроводів рециркуляції насосних агрегатів аварійного вводу бору енергоблока №1 ОП ЮУАЕС на сейсмостійкість

ВИСНОВКИ

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

АНОТАЦІЯ

Удосконалення підходів технічної діагностики обладнання енергетичних об'єктів є важливим аспектом ефективного управління енергетичним об'єктом, особливо при модернізації обладнання, перепризначенні термінів експлуатації, планування діяльності в цілому та оцінювання технічних показників з метою покращення якості. В роботі пропонується методика технічної діагностики трубопровідних систем енергоблоків атомних електростанцій після їх модернізації з метою визначення показників стійкості енергосистем з урахуванням можливих зовнішніх впливів (сейсмостійкість) шляхом аналізу напружено-деформованого стану. Для цього проведено розрахунок на міцність для усіх перетинів трубопроводів рециркуляції насосних агрегатів аварійного вприску бора, які пройшли модернізацію та знаходяться під значними внутрішніми впливами, як систематичного, так і не систематичного характеру. В результате выполненных расчетов на прочность определены приведенные напряжения $(\sigma_s)^2$, максимальное значение которых $(1187,80 \text{ кгс/см}^2)$ не превышает допустимых напряжений $[\sigma]=2520,00 \text{ кгс/см}^2$, що відповідає умовам прочности. Результати розрахунку на міцність при сейсмічних воздействиях для трубопроводов рециркуляции насосных агрегатов аварийного ввода бора показали, сейсмостійкість.

Покращення підходів до технічної діагностики обладнання на енергетичних об'єктах є ключовим аспектом ефективного управління, особливо в умовах модернізації обладнання, продовження строку його експлуатації, стратегічного планування та оцінювання технічних показників з метою підвищення якості. У цій роботі запропоновано методологію технічної діагностики трубопровідних систем енергоблоків атомних електростанцій після модернізації, спрямовану на визначення структурної стійкості енергетичних систем за можливих зовнішніх впливів (сейсмостійкість) шляхом аналізу напружено-деформованого стану.

Для досягнення мети було проведено розрахунки на міцність для всіх перерізів трубопроводів рециркуляції вузлів насосів аварійного вприску бору, які пройшли модернізацію та зазнають значних внутрішніх впливів як систематичного, так і несистематичного характеру. У результаті цих розрахунків було визначено еквівалентні напруження (σ_s), максимальне значення яких (1187,80 кгс/см²) не перевищує допустиме напруження $[\sigma] = 2520,00$ кгс/см², що відповідає умовам міцності.

Результати оцінювання сейсмічного впливу на трубопроводи рециркуляції підтвердили їх структурну стійкість і відповідність критеріям сейсмобезпеки. Запропонований діагностичний підхід довів свою ефективність для післямодернізаційного оцінювання та може бути використаний для забезпечення надійності експлуатації, планування профілактичного обслуговування та підтримки прийняття рішень щодо довгострокової роботи обладнання атомних електростанцій.

Метою магістерської роботи є підвищення якості функціонування енергетичних об'єктів шляхом удосконалення підходів технічної діагностики обладнання, що забезпечують своєчасне виявлення відхилень у технічному стані, підвищення надійності та безпеки експлуатації, а також мінімізацію ризиків відмов критичного енергообладнання.

Завдання роботи

- Для досягнення поставленої мети у роботі необхідно вирішити такі завдання:
- Проаналізувати сучасний стан систем технічної діагностики обладнання енергетичних об'єктів, їх нормативно-технічну базу та тенденції розвитку.
- Визначити ключові фактори, що впливають на якість та достовірність діагностування технічного стану енергообладнання, зокрема в умовах його старіння та модернізації.

- Обґрунтувати критерії якості технічної діагностики та сформулювати показники ефективності діагностичних процедур для енергетичних об'єктів.
- Розробити або адаптувати удосконалений підхід до технічної діагностики (методи, моделі, алгоритми), спрямований на підвищення точності оцінювання технічного стану обладнання.
- Провести порівняльний аналіз ефективності запропонованого підходу, порівняно з існуючими методами технічної діагностики.
- Розробити рекомендації щодо впровадження вдосконалених діагностичних підходів у систему управління якістю енергетичних об'єктів.
- Оцінити вплив запропонованого підходу на якість, надійність та безпеку експлуатації обладнання, а також на загальну результативність системи управління якістю енергетичних підприємств.

ВСТУП

Ефективне управління енергетичними об'єктами визначається трьома основними напрямками, таким як забезпечення технічної безпеки функціонування об'єктів, їх складових (обладнання, будівель, структур, систем, тощо); забезпечення екологічної безпеки на територіях об'єкту та поза об'єктом з урахуванням усіх можливих впливів і наслідків; економічна доцільність з урахуванням існуючої системи функціонування, припинення чи модернізації обладнання, систем та підходів. Для забезпечення екологічної безпеки та визначення економічної ефективності функціонування енергооб'єкту необхідно в першу чергу розробити механізми забезпечення технічної безпеки, які дають можливість ефективно впливати на інші напрямки та приймати управлінські та економічні рішення щодо подальшої експлуатації. Технічна безпека, у свою чергу, базується на технічній діагностиці окремого обладнання та енергосистем, яка проводиться на основі узгоджених програм, нормативних документів і політик, що складають комплексну систему.

Удосконалення підходів до технічної діагностики енергообладнання необхідно при модернізації обладнання, при визначенні термінів експлуатації, при зміні режимів, зовнішніх та внутрішніх впливів на енергосистему, та разом з тим є ефективною складовою для прийняття економічних рішень та планування діяльності об'єкту, визначення економічних та технічних ризиків[1,2].

Сучасна енергетика перебуває в умовах підвищених вимог до надійності, безпеки та ефективності функціонування основного технологічного обладнання, що пов'язано з довгостроковою експлуатацією, викликів сучасної економічної та політичної ситуацій, відмова та перехід до зеленої енергетики, трансформації в енергетичній сфері, тощо. В цих умовах, основною проблемою постає забезпечення умов безпечної експлуатації для енергетичних об'єктів, більшість з яких (атомні, теплові та гідроелектростанції), експлуатуються в умовах значного зношення технічних систем і обмежених ресурсів на модернізацію. У цьому

контексті особливого значення набуває своєчасна діагностика технічного стану елементів енергетичного обладнання, що забезпечує відповідний рівень точності на основі науково-обґрунтованих підходів, з метою прийняття управлінських рішень щодо його подальшої експлуатації, ремонту, заміни або ж зняття з експлуатації з урахуванням економічної та технічної доцільності.

Традиційні методи технічного обстеження часто виявляються недостатньо чутливими до ранніх ознак деградації та не завжди забезпечують можливість прогнозування залишкового ресурсу енергообладнання. Крім того, значна частина чинних діагностичних підходів не враховує складні експлуатаційні умови, інтегральний вплив зовнішніх факторів і накопичувальних пошкоджень, що знижує ефективність систем управління технічним станом обладнання енергоблоку.

Отже, актуальність дослідження зумовлена потребою в удосконаленні методології технічної діагностики як ключового інструменту підтримки прийняття рішень в системах управління енергетичним обладнанням[3, 4]. Особливу увагу слід приділяти розвитку комплексних підходів, що базуються на поєднанні математичного моделювання, інтелектуального аналізу даних, а також використанні сучасних засобів контролю та моніторингу[5, 6]. Разом з тим, для розробки програми контролю та моніторингу енергетичного обладнання необхідно розробити обґрунтовані підходи до підвищення ефективності управління технічним станом енергетичних об'єктів шляхом вдосконалення методів і засобів діагностики обладнання, які забезпечують своєчасне виявлення відхилень, прогнозування розвитку дефектів та оптимізацію технічного обслуговування на основі фактичного стану.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПІДХОДІВ УПРАВЛІННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ ЕНЕРГООБ'ЄКТІВ

1.1. Науково-обґрунтовані підходи до управління технічним станом енергетичних об'єктів

Забезпечення безперервної, безпечної та ефективної експлуатації енергетичних об'єктів є одним із ключових завдань сучасної енергетики, що потребує постійного моніторингу та контролю на всіх етапах життєвого циклу, від проєктування до завершення етапу зняття з експлуатації/ консервування, і навіть у пост-експлуатаційний період [7-9]. Традиційні підходи до технічного обслуговування, засновані на регламентних інтервалах проведення діагностики у період планово-попереджувальних робіт або реакції на відмови та порушення нормальних умов експлуатації, і вже не відповідають вимогам сучасних потужностей, де ключову роль відіграє попереджувальний аналіз стану енергообладнання та прогнозування його деградації, особливо в процесі експлуатації. У цьому контексті актуальним є впровадження інтелектуальних методів аналізу[10-12], які дозволяють гнучко адаптуватися до змін у параметрах функціонування систем, виявляти приховані закономірності та приймати обґрунтовані управлінські рішення.

Інтелектуальний аналіз у сфері управління технічним станом охоплює застосування математичного моделювання, методів штучного інтелекту, машинного навчання, нечіткої логіки, а також алгоритмів обробки великих обсягів експлуатаційних даних (Big Data)[13-15]. Застосування штучного інтелекту (ШІ) у сфері ядерної енергетики набуває дедалі більшої важливості та актуальності в умовах цифрової трансформації галузі [16]. Цей напрям є предметом активних наукових досліджень і привертає увагу ключових міжнародних організацій, зокрема Міжнародного агентства з атомної енергії (МАГАТЕ) та Агентства з ядерної енергії ОЕСР (OECD/NEA). У своїх документах [17, 18] МАГАТЕ окреслює перспективні напрями інтеграції ШІ у ядерний сектор, а також ініціює створення спеціалізованих структур, зокрема

Центру співробітництва з питань штучного інтелекту. У свою чергу, OECD/NEA започаткувало дослідницьку ініціативу AIxpertise, що має на меті розробку практичних підходів до застосування ШІ в ядерних технологіях[19]. Особливу увагу приділено і питанням безпеки: регулюючі органи провідних країн, зокрема США (U.S. NRC), Канади (CNSC) та Великої Британії (ONR), у спільній публікації [20] визначили базові принципи безпечного та обґрунтованого використання ШІ в ядерній енергетиці. Це свідчить про стратегічне значення цифрових технологій, зокрема штучного інтелекту, для забезпечення надійності, ефективності й безпеки сучасних ядерних об'єктів. Застосування цих підходів дозволяє підвищити точність діагностики, ефективність прогнозування відмов і оптимізувати технічне обслуговування на основі реального стану обладнання, а не за формальними ознаками [21].

Систематичні огляди наукової літератури підкреслюють, що широке застосування отримали ансамблеві моделі – зокрема випадковий ліс (Random Forest), XGBoost та логістична регресія, які забезпечують точну класифікацію станів обладнання та визначення часу до відмови (RUL) [22, 23]. Разом з тим у дослідженнях підкреслюється, що при цьому є ряд недоліків та викликів, щодо якості отриманих даних, проблеми «чорного ящика», а також інтерпретації моделей та інтеграцію їх у операційні процеси.

Окрім того, огляд наукових досліджень [24-26] показує, що останні роки підхід з використанням машинного навчання (МН) фокусується на мультидисциплінарності, де ML-алгоритми застосовуються не лише в технічному плані, але й у стратегічному аналізі, плануванні та економіці енергосистем. Зокрема, в роботі [27] рекомендовано використовувати гібридні моделі, які поєднують ML з фізичними моделями або цифровими двійниками, щоб підвищити точність прогнозів на 12–18 % у пілотних проєктах

Інтелектуальні системи моніторингу умов експлуатації промислового обладнання також представлені сучасними діяльними підходами, що висвітлені в роботах [28, 29] , а саме алгоритми для виявлення дефектів у промислових процесах (на прикладі стандартного TEP-бенчмарку), аналізуючи методи

обробки дисбалансованих наборів даних, нечітких сигналів та стратегії управління невизначеністю на різних промислових об'єктах [30, 31]. Незважаючи на технічну обладйливість, в розробках все ще фіксують труднощі реальної експлуатації [32, 33], зокрема проблему нестабільності даних (concept drift), великі обчислювальні навантаження, а також складність адаптації моделей до ресурсів пристроїв на місці (edge devices), та при цьому доводиться балансувати між гібридними підходами та моделями для обладнання з обмеженою обчислювальною потужністю.

Разом з тим, у сфері управління технічним станом обладнання АЕС традиційні підходи залишаються фундаментальними і широко застосовуються поряд із цифровими інноваціями[34-36]. Зокрема, методи непрямого аналізу - такі як вібраційна діагностика, ультразвукове тестування, термографія, дефектоскопія — продовжують слугувати базою для моніторингу стану енергообладнання з метою ефективного управління процесами старіння та прогнозування подальшого стану. У сучасних умовах експлуатації обладнання АЕС, традиційні підходи можуть не лише виявляти наближення до відмови, але й надавати прогнози щодо залишкового ресурсу вузлів, що дозволяє оптимізувати графіки обслуговування та знизити витрати на ремонти в кілька десятків мільйонів доларів щорічно[37].

Одним із традиційних, але досить важливих елементів діагностики є онлайн-моніторинг (OLM), який включає такі методи, як моніторинг роботи І&С-систем, калібрування сенсорів у реальному часі, аналіз сигналів тиску, температури та витрати з метою виявлення зсувів показників, перевантажень або пошкоджень[38-40], що є основною метою при забезпеченні безпеки енергооб'єктів. У традиційній безпеці ядерних установок застосовуються методи аналізу відмов FMESA та Fault Tree Analysis (FTA), які дозволяють систематично оцінювати складні варіанти часткових та повних відмов безпеки, що використовується при оцінюванні ризиків [2, 41-43]. Проте їхня індуктивна природа іноді недостатня для виявлення умов часткових збоїв, що не призводять до повного виходу з ладу та відмови обладнання, але при цьому можуть

вплинути на безпеку шляхом того, що відбуваються накопичувальні процеси та технічні зміни. Застосування методу Kernel Principal Component Analysis (KPCA) для аналізу роботи обладнання АЕС, дозволив виявити аномалії раніше, ніж аналогічні порогові методи, а також підвищив точність діагностики у разі складних нелінійних процесів [41, 44, 45]. Так, на основі традиційних методів, таких як логістична регресія, фрактально–кластерний аналіз, аналіз напружено-деформованого стану та інші, вдалося досягти високої точності у виявленні порушення нормальних умов експлуатації та прогнозуванні залишкового строку енергетичного обладнання ядерних електростанцій[4, 37, 46-49]. Серед моделей виділяються Random Forest, Gradient Boosting та нейронні мережі, які вказують на можливість інтеграції класичних підходів у системи Condition Assessment протягом всього життєвого циклу обладнання.

Отже, сучасний стан атомної енергетики у світі потребує розробки ефективних підходів до аналізу та управління технічним станом енергообладнання у зв'язку з рядом викликів, що постають на макро та мікро рівнях, як зростаюча потреба в енергоносіях, як то перехід до нових джерел та ресурсів, економічні та політичні умови, так і модернізація обладнання, зношеність та старіння, зміна внутрішніх впливів на обладнання, інтеграція нових технологій, тощо[50-52]. Застосування інноваційних технологій та підходів ґрунтується на традиційних методах діагностики, що потребують удосконалення з урахуванням змін та деградаційних процесів на енергооб'єктах та враховуючі реальний стан, що дасть можливість управляти цими процесами та приймати подальші обґрунтовані рішення..

1.2. Показники та методи оцінки технічного стану об'єктів енергетичного комплексу

На першому етапі, з метою вибору оптимального методу оцінювання технічного стану, було розроблено схему систематизації та уніфікації електротехнічного обладнання АЕС (рисунок 1). Вона дає змогу впорядкувати широку номенклатуру обладнання різних типів за низкою характеристик: функціональним призначенням, класом впливу на безпеку під час експлуатації, можливістю відновлення, класом напруги, режимними умовами роботи, а також конструктивними й технологічними особливостями.

Другий етап включає формалізацію критеріїв оцінювання якості обладнання, що здійснюється шляхом визначення ключових параметрів старіння відповідно до ознак їх деградації. Вибір параметрів виконується з переліку, рекомендованого «Нормами випробування електрообладнання» СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007, а також технічними умовами й експлуатаційною документацією для кожного типу уніфікованого обладнання. Він ґрунтується на експертній оцінці, фізичних властивостях обладнання, а також аналізі значного масиву даних оперативної діагностики та статистики зміни параметрів у часі.

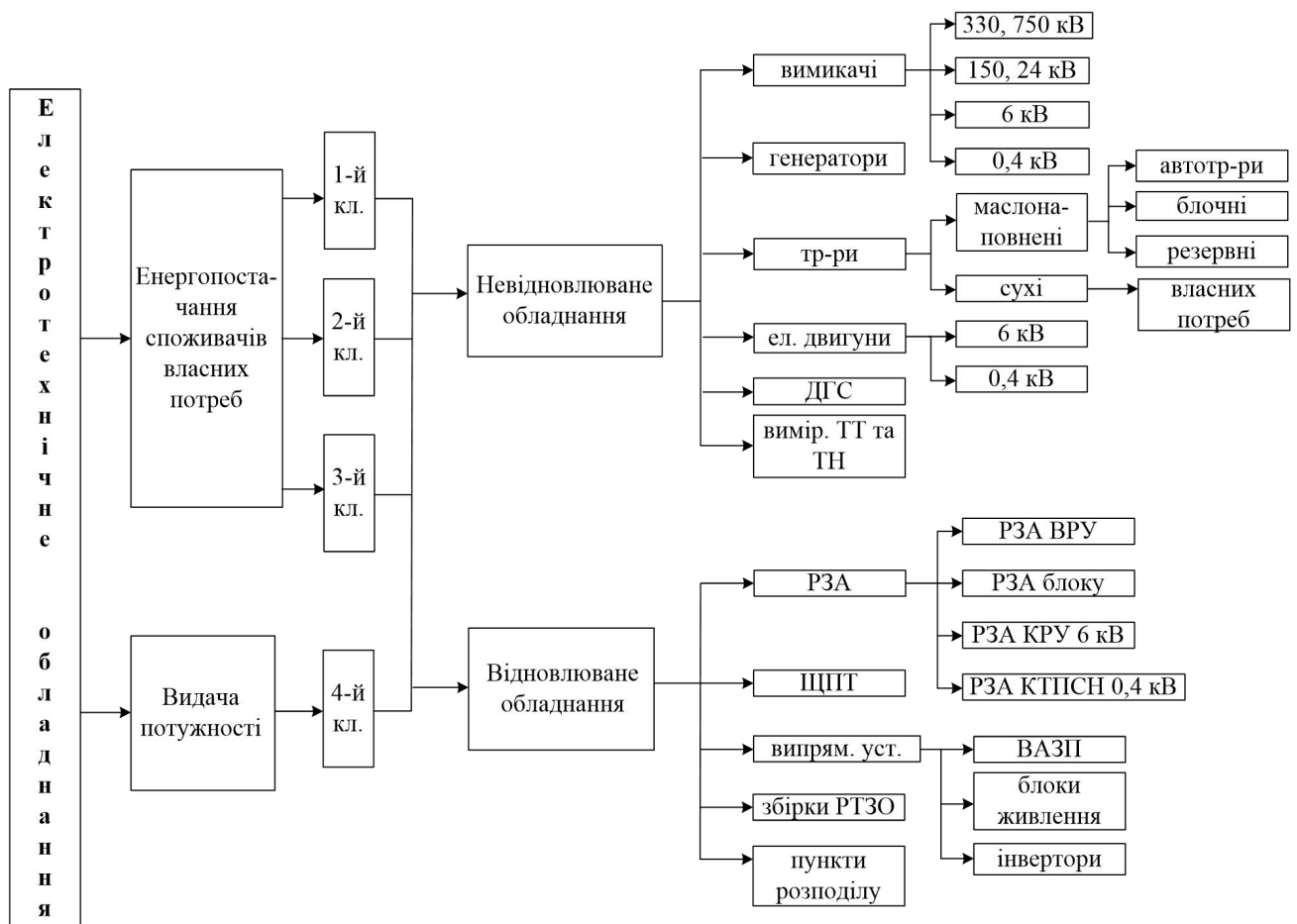


Рисунок 1.1. – Схема вибору параметрів електротехнічного обладнання АЕС

З огляду на значну різноманітність та обсяг номенклатури обладнання, що експлуатується на АЕС, виникає потреба у його чіткій систематизації та уніфікації (рис. 2). Запропонована схема класифікації враховує функціональне призначення обладнання, умови його експлуатації, характер та інтенсивність навантажувальних режимів, клас напруги, а також температурні та вібраційні впливи. Додатково у схемі передбачено розподіл обладнання за класами безпеки відповідно до вимог «Загальних положень безпеки атомних станцій» НП 306.2.141-2008. Зважаючи на економічну доцільність та можливість відновлення працездатності обладнання в цілому або його окремих компонентів, а також на природу відмов, що формують граничний стан, обладнання класифіковано на відновлювальне та невідновлювальне.

Розроблена схема дозволяє:

- сформувати уніфіковані підходи до вибору параметрів, що характеризують технічний стан обладнання з урахуванням його вікової деградації;
- удосконалити методичне забезпечення щодо достовірного оцінювання технічного стану;
- упорядкувати результати досліджень та розрахунків для визначення можливості продовження ресурсу обладнання.

З метою покращення нормативної бази з оцінювання технічного стану електротехнічного обладнання розроблено «Типову методику оцінки технічного стану, показників надійності і залишкового ресурсу для різних груп електротехнічного обладнання АЕС» МТ-Т.0.03.195-09. Даний документ поширюється на обладнання енергоблоків, що належать до 2, 3 та 4 класів безпеки за НП 306.2.141-2008, і рекомендований ДКЯРУ для застосування на всіх АЕС України. Методика забезпечує можливість комплексного дослідження різних груп обладнання, визначення їхнього поточного технічного стану та ухвалення науково обґрунтованих рішень щодо продовження строків експлуатації.

Розробка типової методики також обумовлена необхідністю оптимізації витрат на формування робочих програм та проведення досліджень для кожного типу обладнання окремо. Вона враховує систематизацію обладнання, що експлуатується в подібних умовах і характеризується однаковими деградаційними процесами. Це дозволяє уніфікувати методи досліджень, отримувати зіставні результати за показниками технічного стану та надійності не лише між різними енергоблоками та станціями, а й у межах енергетичної галузі в цілому.

Типова методика є галузевим нормативним документом, спрямованим на забезпечення експлуатаційної безпеки АЕС. Вона враховує вимоги ядерного та радіаційного законодавства щодо оцінювання якості обладнання і розрахунків показників експлуатаційної надійності та узгоджується з основними керівними документами ДП НАЕК «Енергоатом», які регламентують продовження строків експлуатації обладнання АЕС.

Запровадження методики дало можливість скоротити перелік визначальних параметрів для різних типів обладнання з урахуванням його систематизації (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1 – Порівняння кількості визначальних параметрів обладнання

Уніфіковане обладнання		Технічні параметри, кіл.	
		СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007	визначальні
Вимикачі	750, 330, 110 кВ	29	24
	6 кВ	25	19
Генератори 24 кВ, 15,75 кВ		24	18
Трансформатори	сухі	9	14
	маслонаповнені	28	19
КРУ 6 кВ		15	12
ДГС		28	19
вимірювальні ТТ та ТН		17	13
двигуни	6 кВ	22	17
	0,4 кВ	17	14
ЩПТ		19	13
збірки РТЗО		1	21

У процесі систематизації електротехнічного обладнання АЕС було проведено порівняльний аналіз між кількістю визначальних параметрів, необхідних для оцінювання технічного стану обладнання відповідно до запропонованої методики, та кількістю параметрів, встановлених у «Нормах випробування електрообладнання» СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007.

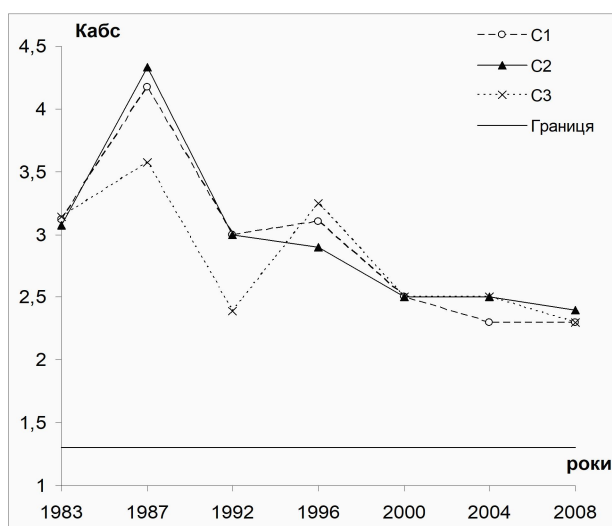
Завдяки уніфікації обладнання за функціональними ознаками, класами безпеки, режимами експлуатації та типовими деградаційними процесами вдалося оптимізувати перелік контрольованих параметрів. Запропонований підхід передбачає виключення дублювальних показників, а також тих параметрів, які мають низьку діагностичну інформативність для конкретних груп обладнання.

Порівняння показало, що:

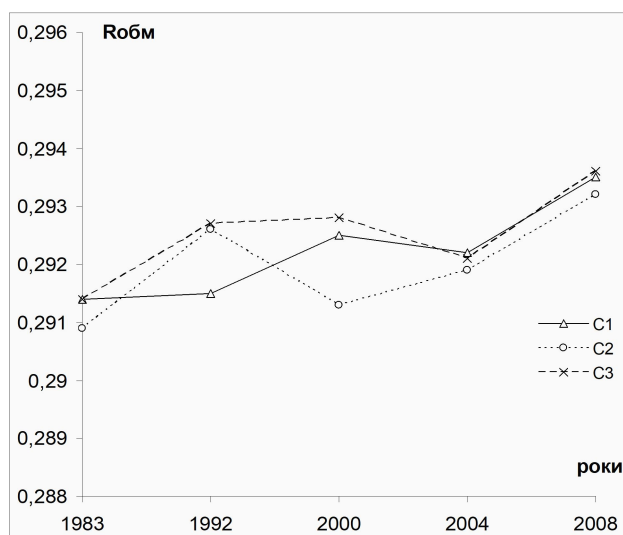
- загальна кількість обов'язкових визначальних параметрів була скорочена на 25–40 % залежно від групи обладнання;
- усунуті параметри не знижують достовірність оцінювання технічного стану, оскільки їх функцію компенсують більш інформативні показники, визначені на основі аналізу фізичних механізмів старіння;
- оновлений перелік параметрів став гнучкішим і адаптивним, що дозволило врахувати конструктивні й технологічні особливості різних типів обладнання.

Завдяки такому скороченню стало можливим спростити процедури контролю, зменшити трудомісткість діагностичних робіт та підвищити ефективність оцінювання технічного стану під час експлуатації та продовження ресурсу обладнання.

Динаміка старіння визначається шляхом встановлення параметра, значення якого є найбільш наближеним до граничного, а також розрахунку середньої швидкості зміни кожного параметра на окремих інтервалах експлуатації та впродовж усього строку роботи обладнання. Аналіз отриманих даних дозволяє ідентифікувати домінуючий тип деградаційного процесу — монотонний чи немонотонний. Визначений характер старіння надалі слугує підґрунтям для вибору відповідної функції розподілу відмов під час розрахунку показників експлуатаційної надійності.



а)



б)

Рисунок 1.3 – Графіки зміни параметрів енергетичного обладнання

Прогнозуванням залишкового ресурсу є передбачення технічного стану, в якому обладнання виявиться в деякий майбутній період часу. Це одне з найважливіших завдань, яке необхідно вирішувати при визначенні можливості продовження термінів експлуатації.

РОЗДІЛ 2. УПРАВЛІННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ НА ОСНОВІ ЕКСПЕРТНИХ РОЗРАХУНКІВ

2.1. Наукова методологія управління станом енергообладнання

Управління технічною діагностикою обладнання АЕС виконується відповідно існуючих нормативних документів, які мають загальну концепцію та спрямовані на приведення стану обладнання до нормальних умов відповідно до діючих параметрів функціонування[53-57]. Регуляторні документи передбачають регламентований підхід до проведення планових оглядів, технічного обслуговування, неруйнівного контролю та оцінювання залишкового ресурсу в рамках періодичної оцінки безпеки з урахуванням рівня деградації конструкційних матеріалів і впливу експлуатаційних факторів. Однак сучасні умови експлуатації атомних електростанцій, зокрема в контексті довгострокової експлуатації (LTO), вимагають не лише дотримання встановлених процедур, а й інтеграції більш гнучких та адаптивних методів діагностики, що передбачають можливість управління технічним станом та впровадження інтелектуальних діагностичних систем. Такі підходи не тільки доповнюють існуючу нормативну базу, але й створюють передумови для її перегляду в напрямку більшої орієнтації на ризик та надійність обладнання в умовах продовження термінів експлуатації[58].

Основною метою періодичної переоцінки безпеки є обґрунтування того, що поточний стан систем та елементів енергоблока, рівень його безпеки з урахуванням виконаних модифікацій відповідають вимогам норм, правил та стандартів з ядерної та радіаційної безпеки, а також підтвердження можливості довгострокової експлуатації енергоблока. За результатами технічної діагности формується висновок, щодо подальшої експлуатації на основі виконання значного обсягу робіт, які зокрема стосуються:

- оцінки поточного технічного стану обладнання, трубопроводів, будівель та споруд, важливих для безпеки, для оцінки можливості їх довгострокової експлуатації з урахуванням старіння;

- впровадження заходів Комплексної (зведеної) програми підвищення рівня безпеки енергоблоків атомних електростанцій;

- кваліфікації обладнання та підтвердження сейсмостійкості споруд, систем та елементів, важливих для безпеки;

- усунення відхилень від вимог норм і правил з ядерної та радіаційної безпеки.

Згідно звіту State Scientific and Technical Center for Nuclear and Radiation Safety[59] у 2023 році з метою забезпечення безпеки функціонування АЕС України відповідно до міжнародних нормативних вимог виконано 1421 експертну роботу з всебічної оцінки безпеки ядерних установок, об'єктів з поводження з ядерних та радіаційних відходів, уранових об'єктів і систем забезпечення їх фізичного захисту (рис. 2.1).

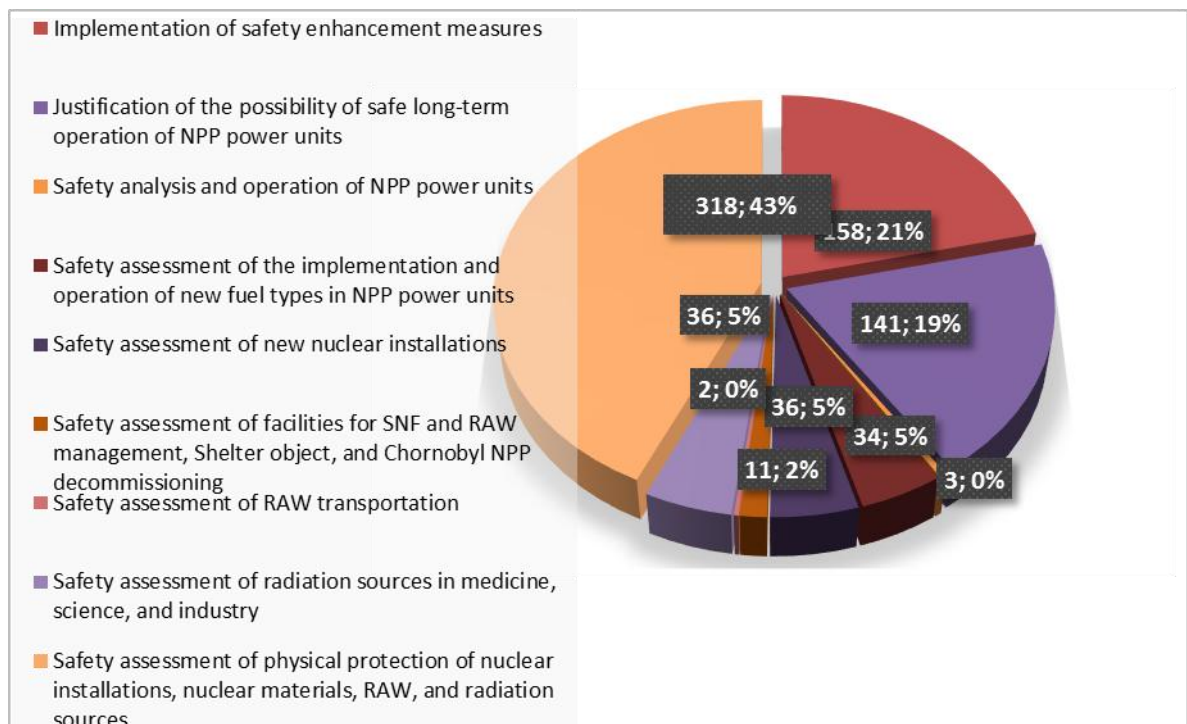


Рисунок – 2.1 Розподіл державних експертиз ЯРБ у 2023 році за напрямками оцінки [59]

Одним з етапів проведення державної експертизи ЯРБ є виконання експертних перевірочних розрахунків з метою оцінки достовірності результатів та коректності. На енергоблоках АЕС України продовжують реалізовуватися заходи комплексної програми з забезпечення безпеки з метою приведення рівня безпеки українських енергоблоків у відповідність до міжнародних вимог і виконання в повному обсязі міжнародних зобов'язань України щодо підвищення безпеки діючих АЕС. Виконання низки додаткових заходів є також однією з умов продовження строку експлуатації діючих енергоблоків, адже довгострокова експлуатація енергоблоків АЕС є визнаною світовою практикою і дозволяє зберегти існуючий рівень енергогенерації в Україні.

2.2. Методологія експертного розрахунку на міцність з урахуванням параметрів сейсмостійкості

Дослідження проводилися для модернізованих трубопроводів рециркуляції насосних агрегатів аварійного вводу бора енергоблока №1 Південно-Української АЕС України (ПУАЕС) з урахування параметрів сейсмостійкості і було виконано наступні роботи відповідно міжнародних вимог та рекомендацій [53-57, 60] та виконано такі роботи:

- проведено аналіз технічної та проєктної документації на трубопроводи, включно з документацією щодо модернізації розглядуваних трубопроводів;
- виконано розрахунки сейсмостійкості модернізованих трубопроводів рециркуляції насосних агрегатів аварійного введення бору енергоблока №1 Південно-Української АЕС з урахуванням робочого тиску, маси трубопроводів і робочого середовища, а також сейсмічних впливів від МРЗ (для горизонтального прискорення на поверхні ґрунту 0,12g).

Розрахунок напружено-деформованого стану трубопроводів рециркуляції насосних агрегатів аварійного введення бору виконано із застосуванням комп'ютерної програми **Circle_3D** (на основі методу кінцевих елементів).

2.1.1 Методика оцінки міцності при сейсмічних діях

Розрахунок на сейсмічні впливи виконують для атомної енергетичної установки з сейсмічністю майданчика 5 балів і вище за шкалою MSK-64 або відповідно до чинних національних норм. Під час проведення розрахунку трубопроводи поділяють на дві категорії (І та ІІ).

До І категорії відносять обладнання та трубопроводи груп А і В.

До ІІ категорії належать обладнання та трубопроводи групи С.

Ці категорії відповідають міжнародним класам безпеки відповідно до ASME Code Section III [61]: Class 1 — обладнання реакторного контуру (група А), Class 2 і 3 — допоміжні системи безпеки та системи охолодження (група В), Non-Classified — системи, не пов'язані з безпекою (аналог групи С). Seismic Category I, II та III відповідно до класифікації МАГАТЕ [60, 62] відповідають наступному обладнанню: Category I охоплює елементи, критичні до безпеки та підлягає повному сейсморозрахунку; Category II — допоміжне обладнання з обмеженим впливом на безпеку; Category III — загальнотехнічне обладнання без значущого впливу на ядерну або радіаційну безпеку.

Вихідними даними для розрахунку є:

- **сейсмічні впливи від землетрусу** (максимальний розрахунковий землетрус — МРЗ) у вигляді акселерограм та спектрів відгуку для обладнання й трубопроводів у трьох взаємно перпендикулярних напрямках (вертикальному та двох горизонтальних);
- **навантаження в режимах нормальної експлуатації** (нормальні експлуатаційні навантаження — НЕ);
- **сейсмічний вплив на обладнання** для забезпечення працездатності та запобігання порушенням (проектний землетрус — ПЗ).

Сейсмічні навантаження на обладнання та трубопроводи визначають з урахуванням одночасної дії сейсмічних впливів у двох горизонтальних і одному вертикальному напрямках. Для визначення сейсмічних навантажень під час розрахунку використані узагальнені спектри відгуку.

Трубопроводи **I категорії** розраховувалися на комбінації навантажень:

- **НЕ + МРЗ** — перевірка міцності та герметичності за максимального навантаження;
- **НЕ + ПЗ** — перевірка працездатності в умовах експлуатації з урахуванням проектного землетрусу.

Трубопроводи **II категорії** розраховувалися на комбінацію навантажень **НЕ + ПЗ**.

Напруження в трубопроводах повинні відповідати вимогам **таблиці 1**.

Таблиця 2. 1. Комбінації навантажень і допустимі напруження для трубопроводів

Категорія	Навантаження	Розрахунков а категорія навантажень	Допустиме навантаження
I	НЕ+МРЗ	$(\sigma_s)_1$	1,4[σ]
		$(\sigma_s)_2$	1,8[σ]
	НЕ+ПЗ	$(\sigma_s)_1$	1,2[σ]
		$(\sigma_s)_2$	1,6[σ]
II	НЕ+ПЗ	$(\sigma_s)_1$	1,5[σ]
		$(\sigma_s)_2$	1,9[σ]

При поперечному розрахунку використовують фізико-механічні властивості основного металу та зварних швів. Оцінка міцності трубопроводів при сейсмічних впливах виконана за умовами статичної міцності трубопроводу від сумісної дії експлуатаційних та сейсмічних навантажень.

2.1.2 Принятый порядок розрахунку при сейсмічній дії

Динамічний розрахунковий аналіз конструкції трубопроводу при сейсмічних впливах проводився з використанням лінійно-спектрального методу:

1. Складена розрахункова модель конструкції трубопроводу.
2. Проведена дискретизація розрахункової моделі на необхідну кількість кінцевих елементів заданого розміру та з потрібним ущільненням у вибраних ділянках конструкції.
3. Обчислені матриці жорсткості та маси конструкції.
4. Враховані кінематичні граничні умови для тих вузлових компонентів, яким відповідають обмеження опор.

Визначено n власних частот системи, де $\left([C] - \frac{1}{\lambda}[M]\right)\{x\}_j = 0; j = 1, 2, \dots, N$ де $\{x\}_j = \{x_{1j} \dots x_{Nj}\}$ – j -й власний вектор, що відповідає власному значенню λ_j .

5. Визначена кругова власна частота $\omega_j = \sqrt{1/\lambda_j}$ Кількість обчислюваних власних частот має бути такою, щоб ω_j не перевищувала найбільшої частоти, для якої задані спектри відповіді.
6. Визначене сейсмічне навантаження, що діє в напрямку i -ї узагальненої координати та відповідає j -й формі власних коливань системи:

$$S_{ij} = m_{ii} \varphi_j \Phi_j x_{ij}$$

де: m_{ii} - коефіцієнт інерції i -ї парціальної системи (діагональний елемент матриці $[M]$);

x_{ij} - координата j -го власного вектора;

φ_j - прискорення, визначене за спектром відповіді для частоти ω_j ;

$$\Phi_j = \frac{\sum_{i=1}^N m_{ii} x_{ij} \cos \alpha_i}{\sum_{i=1}^N m_{ii} x_{ij}^2} - \text{постоянна } j\text{-ї форми}$$

коливань;

α_i - кут між напрямками сейсмічного впливу та i -ю узагальненою координатою.

8. Виконано статичний розрахунок трубопроводу з урахуванням прикладених сейсмічних навантажень (спектри відповідей за двома горизонтальними та вертикальним напрямками), визначено відповідні вузлові переміщення та внутрішні сили (F_x, F_y, F_z та моменти $M_x, M_y,$

M_z). Внутрішні сили в рамній конструкції обчислювалися окремо для кожного з напрямків x , y , z дії сейсмічного навантаження для кожного власного числа i , $1 \leq i \leq n$. Сумарний вплив визначено як найгірший варіант дії різних компонент сейсмічного навантаження.

Для найбільш навантаженого елемента трубопроводу на основі розробленої кінцево-елементної моделі виконано розрахунок напружено-деформованого стану з урахуванням експлуатаційних навантажень (внутрішній тиск та температура) та сейсмічних навантажень. Як сейсмічні навантаження використані сили F_x , F_y , F_z та моменти M_x , M_y , M_z у вузлах, які прикладаються у відповідних перерізах кінцево-елементної моделі трубопроводу.

На основі виконавчих схем трубопроводів рециркуляції насосних агрегатів аварійного вводу бору розроблено розрахункові моделі конструкції трубопроводів, що включають наступні етапи:

Етап 1: виділення базових точок, до яких відносяться: початок трубопроводу, всі опорно-підвісні конструкції, всі приєднані елементи (вентилю, засувки, арматура тощо, що мають додаткову масу), а також кінець трубопроводу.

Етап 2: виділення на виконавчій схемі трубопроводу вузлів (вузлових точок), до яких відносяться всі базові точки, а також всі елементи трубопроводу, у яких змінюється його геометрія, а саме: вигини, трійники, конічні переходи тощо.

Етап 3: побудова розрахункової моделі, що включає:

- задання координат (X , Y , Z) усіх вузлів;
- задання трасування трубопроводу, тобто правил з'єднання вузлів розрахункової моделі;
- задання локальних геометричних характеристик (характеристик ділянок трубопроводу), тобто для кожної ділянки трубопроводу задаються внутрішній діаметр, товщина стінки, матеріал (включно з усіма його фізико-механічними характеристиками) тощо;

- задання навантажень на трубопровід (поквартальні спектри відповіді за трьома напрямками (X, Y, Z) для відповідної позначки, вага погонного метра теплоізоляції тощо);
- задання умов закріплення, тобто для вузлів, що відповідають опорно-підвісним елементам, встановлюються відповідні умови, які обмежують будь-які переміщення або задають закон їх зміни (наприклад, для пружинних опор задається закон зміни переміщень та його параметри, у даному випадку жорсткість пружини; для гермопроходки — обмеження всіх переміщень; для проходки — можливо задання неповного обмеження переміщень).

Після перевірки коректності задання всіх перелічених вихідних даних виконано динамічний розрахунок, у результаті якого визначено значення напружень від сейсмічних навантажень.

Для опорних елементів трубопроводу, що знаходяться на різних позначках, для яких спектри відповіді задані або відсутні, виконувалася серія динамічних розрахунків (перший — для найближчої нижчої позначки із загального переліку позначок, для якої задані спектри відповіді; останній — для найближчої верхньої позначки). За результатами виконаної серії розрахунків трубопроводу на сейсмічну міцність визначено найгірший варіант навантаження трубопроводу, для якого надалі виконано оцінку міцності.

Для найбільш навантаженого елемента трубопроводу на основі розробленої кінцево-елементної моделі виконано розрахунок напружено-деформованого стану з урахуванням експлуатаційних навантажень (внутрішній тиск і температура) та сейсмічних навантажень і визначено відповідні приведені напруження. Як сейсмічні навантаження використані сили F_x , F_y , F_z та моменти M_x , M_y , M_z у вузлах, які прикладаються у відповідних перерізах кінцево-елементної моделі.

РОЗДІЛ 3. РЕЗУЛЬТАТИ ВИКОНАНОЇ ОЦІНКИ СЕЙСМОСТІЙКОСТІ ДЛЯ УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ

3.1 Оцінка сейсмостійкості для напорного трубопроводу аварійного вприска концентрованого розчину бору (от 1TJ10D01 до 1TJ10S05)

Проектно-конструкторські та експлуатаційні відомості (навантаження та напруцювання) напірного трубопроводу аварійного впорскування концентрованого розчину бору (від 1TJ10D01 до 1TJ10S05) наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Умови експлуатації та навантаження трубопроводу

1	Рабоче середовище	Хімічно знесолена вода з вмістом бору
2	Температура рабочего середовища, °C	50
3	Рабочий тиск, МПа (кгс/см ²)	11,12 (110)
4	Тиск гідравлічних (пневматичних) випробувань, МПа (кгс/см ²)	14,03 (137,5)
5	Мінімальна температура стінки при гідравлічних (пневматичних) випробуваннях, °C	10
6	Випробувальне середовище та тривалість випробувань, хв.	Вода, 10
7	Термін служби, ч	262 800

Фізико-механічні властивості матеріалу, з якого виготовлений трубопровід, наведені в Таблиці 3. 2

Таблиця 3.2 Марка сталі та її властивості

Марка матеріала	Температура, °C	Модуль упругості E, 10 ⁶ , МПа	Предел текучести R _{p0.2} , кгс/см ²	Предел міцності R _m , кгс/см ²	Относительное удлинение A, %	сужение, Z, %	коэффициент ли- нейного расшире- ния, α×10 ⁻⁶ , 1/°C
08X18H10T	20	205	2200	5200	35	55	16,4
	50	202	2100	4800	32	55	16,6
	100	200	2100	4700	30	55	16,8
	150	195	2000	4500	28	54	17,0
	200	190	1900	4300	27	54	17,2
	250	185	1900	4300	26	53	17,4
	300	180	1800	4200	26	52	17,6
	350	175	1800	4200	26	51	17,8

Основні дані про конструктивні особливості трубопроводу наведені в таблицях 3.3 і 3.4.

Таблиця 4. Відстані від опори до зварного з'єднання трубопроводу.

№ подвески та її тип	№ зварного з'єднання	Відстань, мм
1 (пружинна)	5	1500
1а (пружинна)	6	350
2 (пружинна)	7	2000
3 (пружинна)	7	1843
3а (пружинна)	7	2500
4 (пружинна)	8	1430
22 (пружинна)	10	2560
23 (пружинна)	11	1000
23а (пружинна)	11	1500

№ підвески та її тип	№ зварного з'єднання	Відстань, мм
24 (пружинна)	14	1500
25 (пружинна)	14	1750
26 (пружинна)	19б	380
7 (пружинна)	7п	100
16 (пружинна)	6а	750
9 (пружинна)	17	350

Таблиця 5. Дані про арматуру, встановлену на трубопроводі.

Найменування, тип арматури	Кількість	Условний проход, мм	Місце встановлення згідно схеми	Маса арматури, кг
Клапан обратний 1TJ10S02	1	100/125	У стика №3	108
Вентиль сильфонний 1TJ13S03	1	125	У стика №19	78
Вентиль сильфонний 1TJ12S01	1	100	У стика №165	61
Задвижка 1TJ12S02	1	100/125	У стика №168	163
Вентиль 1TJ10S04	1	125	У стика №17	82

Наступним етапом було визначення допустимих напружень для оцінки сейсмічної міцності трубопроводів рециркуляції насосних агрегатів аварійного вводу бору. Міцність трубопроводу вважається забезпеченою, якщо для поєднання навантажень HE+MPЗ виконується умова: $(\sigma_s)^2 \leq 1.8[\sigma]$.

З урахуванням даних про матеріал трубопроводів, наведених у Таблицях 3.2–3.5, визначено значення допустимих напружень для різних розрахункових груп категорій напружень, які використовуються для оцінки статичної міцності трубопроводу.

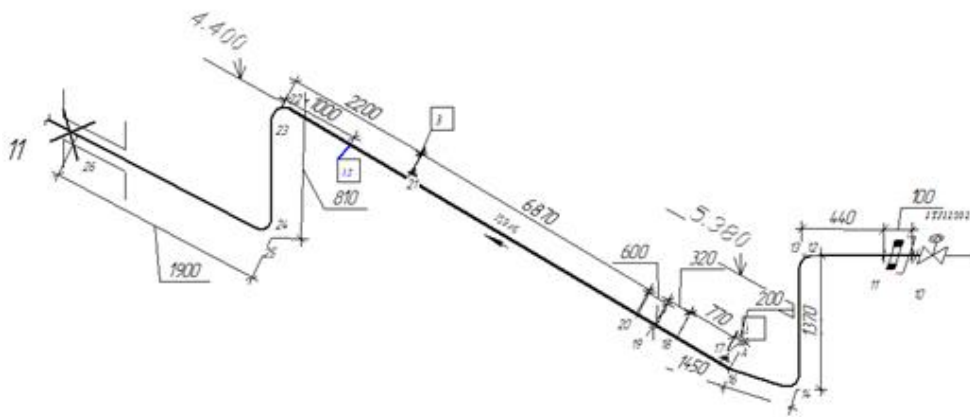
Для розглядуваних трубопроводів визначимо допустимі напруження:

$$[\sigma] = \min \{4800/2,6; 2100/1,5\} = \min \{1846; 1400\} = 1400 \text{ кгс/см}^2$$

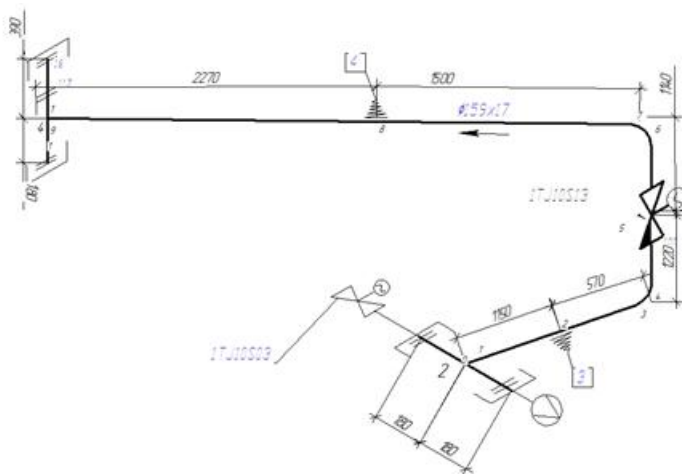
$$(\sigma_s)^2 = 1,8 \times [\sigma], (\sigma_s)^2 = 1,8 \times 1400 = 2520,0 \text{ кгс/см}^2$$

3.2 Аналіз результатів розрахунку трубопроводів рециркуляції насосних агрегатів аварійного вводу бору енергоблока №1 ОП ЮУАЕС на сейсмостійкість

На рисунках 3.1 та 3.2 наведено схеми ділянок із розрахунковими перерізами трубопроводу системи 1ТJ, а результати розрахунку на сейсмостійкість — у таблицях 3.6–3.8.



Розрахункова ділянка 1-11



розрахункова ділянка 2-4

Рисунок 3.2 Схема ділянок з розрахунковими перерізами трубопроводу системи 1ТJ 1 (трубопровід введення бору від насоса 1ТJ10D01 до гермопрохідки).

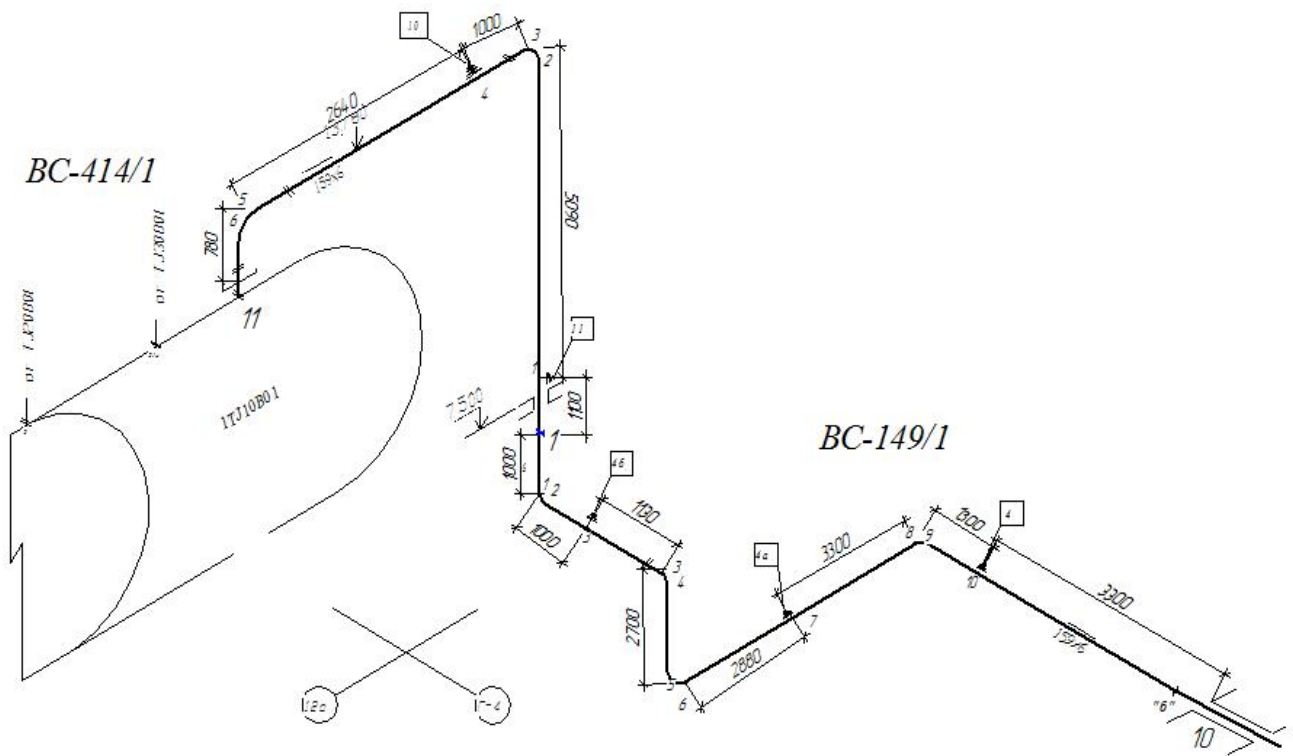


Рисунок 3 Схема розрахункової ділянки 1-10 трубопроводу системи 1TJ 1 (трубопровід введення бору від гермопроходу в бак).

При розрахунку дії навантажень при нормальній експлуатації трубопроводу і сейсмічних впливів від максимального розрахункового землетрусу по перетинах визначені:

- приведені $(\sigma_s)^2$ напруги, значення яких для всіх розглянутих перетинів не перевищують допустимих значень;
- лінійні і кутові переміщення.

Таблиця 6

Результати розрахунку трубопровідної системи. Ділянка 1-11. Розрахунок на сейсмічні впливи НУЕ+МРЗ. (трубопровід введення бору від насоса 1TJ10D01 до гермопрохідки)

№ перетин	Переміщення						Напруги від дії НУЕ+МРЗ, кгс/см ²		
	лінійні, по вісі, см			кутові, вокруг вісі, рад			$(\sigma)_2$	$(\sigma_s)_2$	$[(\sigma_s)^2]$
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₁	X ₂	X ₃			
0	0	-0,13461	0,00000	-0,00003	-0,00042	-0,00059	517,2	694,75	2520
1	0	-0,13344	0,00000	-0,00005	-0,00035	-0,00052	517,2	743,63	2520
2	0	-0,13262	0,00000	-0,00012	-0,00027	-0,00036	517,1	794,25	2520
3	0	-0,13555	0,00000	-0,00015	-0,00020	-0,00026	516,6	802,60	2520
3	0	-0,13520	0,00000	-0,00019	-0,00014	-0,00020	517,0	693,07	2520
4	0	-0,13500	0,00000	-0,00026	0,00004	0,00000	517,0	710,67	2520
5	-0,13229	-0,13374	0,00000	0,00031	0,00054	0,00043	517,1	764,70	2520
6	-0,13012	-0,13330	0,00000	0,00016	0,00073	0,00041	517,0	812,48	2520
7	-0,13466	-0,13470	0,00000	0,00007	0,00084	0,00038	516,6	824,45	2520
7	-0,13352	-0,13156	0,00000	0,00003	0,00091	0,00034	516,8	735,39	2520
8	0	-0,13471	0,00000	0,00009	0,00103	0,00024	516,8	704,02	2520
9	0	-0,13407	0,00000	0,00019	0,00109	0,00020	516,6	803,36	2520
9	0	-0,13009	0,00000	0,00029	0,00110	0,00016	516,8	706,12	2520
10	0	-0,13197	0,00000	0,00030	0,00127	0,00016	516,8	817,14	2520
11	0	-0,13147	0,00000	0,00022	0,00127	0,00017	516,7	767,65	2520
11	0	-0,13030	0,00000	0,00013	0,00129	0,00018	518,1	807,92	2520
12	0	-0,13435	0,00000	-0,00004	0,00134	0,00018	518,4	689,09	2520
13	0	-0,13353	0,00000	-0,00028	0,00144	0,00017	518,0	776,82	2520
14	0	-0,13335	-0,26647	-0,00043	0,00080	0,00008	518,2	789,21	2520
15	0	-0,13187	-0,26333	-0,00041	0,00077	0,00008	517,4	820,32	2520
15	0	-0,13363	-0,26819	-0,00040	0,00073	0,00007	516,8	761,50	2520
16	0	-0,13270	-0,39697	-0,00025	0,00033	0,00004	516,8	689,11	2520
17	0	-0,13244	-0,40235	-0,00016	0,00011	0,00003	516,6	813,75	2520
17	0	-0,13360	-0,39872	-0,00007	-0,00011	0,00001	516,6	717,33	2520
18	0	-0,13270	-0,39395	0,00021	-0,00077	-0,00004	516,6	816,87	2520

№ перетин	Переміщення						Напруги від дії НУЕ+МРЗ, кгс/см ²		
	лінійні, по вісі, см			кутові, вокруг вісі, рад			(σ) ₂	(σ _s) ₂	[(σ _s) ²]
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₁	X ₂	X ₃			
19	0,13041	0,00000	-0,39520	0,00069	-0,00144	-0,00009	516,6	768,47	2520
20	0,13022	0,00000	-0,39379	0,00092	-0,00165	-0,00009	520,3	730,71	2520
20	0,26500	0,00000	-0,26383	0,00113	-0,00184	-0,00009	522,6	731,71	2520
21	0,26679	0,00000	-0,26963	0,00118	-0,00181	-0,00008	522,4	805,14	2520
22	0,26720	0,00000	-0,26392	0,00133	-0,00178	-0,00005	519,1	802,09	2520
22	0,26840	0,00000	-0,13566	0,00138	-0,00172	0,00000	517,7	730,63	2520
23	0,26155	0,00000	0,00000	0,00059	-0,00140	0,00015	526,5	688,00	2520
24	0,13070	0,00000	-0,13151	-0,00070	-0,00081	0,00032	517,8	774,03	2520
25	0,00000	0,00000	-0,13508	0,00028	-0,00018	0,00039	518,1	688,00	2520
26	0,00000	0,00000	-0,13543	0,00031	-0,00017	0,00039	517,3	750,48	2520
26	0,00000	0,00000	-0,13107	0,00035	-0,00016	0,00039	516,8	821,78	2520
27	0,00000	0,00000	-0,13497	0,00076	0,00009	0,00030	516,7	688,49	2520
28	0,00000	0,00000	0,00000	0,00056	0,00012	0,00019	516,8	807,15	2520
29	0,00000	0,00000	0,00000	-0,00093	0,00016	-0,00013	516,9	719,07	2520
30	0,00000	0,00000	-0,26841	-0,00146	0,00017	-0,00016	516,7	790,55	2520
31	0,00000	0,00000	-0,26504	-0,00148	0,00018	-0,00016	516,6	804,01	2520
31	0,00000	0,00000	-0,26194	-0,00141	0,00020	-0,00016	516,6	783,81	2520
32	0,00000	0,00000	-0,26805	0,00019	0,00138	-0,00016	516,6	728,03	2520
33	0,13019	0,00000	0,00000	-0,00008	0,00095	-0,00013	516,7	731,22	2520
34	0,13249	0,00000	0,00000	-0,00026	0,00079	-0,00012	516,7	825,42	2520
35	0,13370	0,00000	0,00000	-0,00035	0,00068	-0,00012	517,3	752,57	2520
35	0,00000	0,00000	0,00000	-0,00042	0,00057	-0,00011	517,2	789,70	2520
36	0,00000	0,00000	0,00000	-0,00041	0,00045	-0,00008	517,2	705,27	2520
37	0,00000	0,00000	0,00000	-0,00036	0,00040	-0,00007	516,8	765,50	2520
37	0,00000	0,00000	0,00000	-0,00035	0,00037	-0,00007	516,6	789,32	2520
38	0,00000	0,00000	0,00000	-0,00019	0,00019	-0,00004	516,6	776,28	2520
39	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	516,6	772,14	2520

Таблиця 7 Результати розрахунку трубопровідної системи. Ділянка 2-4.
Розрахунок на сейсмічні впливи НУЕ+МРЗ. (трубопровід введення бору від насоса 1ТJ10D01 до гермопрохідки)

№ перетин	Переміщення						Напруги від дії НУЕ+МРЗ, кгс/см ²		
	лінійні, по вісі, см			кутові, вокруг вісі, рад			(σ) ₂	(σ _s) ₂	[(σ _s) ₂]
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₁	X ₂	X ₃			
0	0	-0,13424	0	- 0,00025	-0,00013	-0,00061	517,0	738,8	2520
1	0	-0,13199	0	- 0,00023	-0,00008	-0,00061	517,0	748,61	2520
2	0	-0,13553	0	- 0,00019	0,00000	-0,00056	517,1	717,58	2520
3	0	0	0	- 0,00016	0,00009	-0,00054	517,1	753,4	2520
4	0	0	0	- 0,00003	0,00034	-0,00039	517,0	680,92	2520
5	0	0	0	0,00003	0,00042	-0,00029	516,6	708,04	2520
5	0	0	0	0,00003	0,00045	-0,00017	516,6	754,82	2520
6	0	0	0	0,00003	0,00045	-0,00016	516,6	731,55	2520
7	0	0	0	0,00003	0,00047	-0,00007	516,6	829,18	2520

Таблиця 8. Результати розрахунку трубопровідної системи. Ділянка 1-10.
Розрахунок на сейсмічні впливи НУЕ+МРЗ. (трубопровід введення бору від гермопроходки в бак)

№ перетину	Переміщення						Напруги від дії НУЕ+МРЗ, кгс/см ²		
	лінійні, по осі, см			кутові, вокруг осей, рад					
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₁	X ₂	X ₃	(σ) ₂	(σ _s) ₂	[(σ _s) ₂]
0	0	- 0,13416	0	- 0,00003	- 0,00042	- 0,00060	521,0	761,74	2520
1	0	- 0,13504	0	0,00004	- 0,00053	- 0,00067	520,5	722,53	2520
2	0	- 0,26481	0	0,00036	- 0,00079	- 0,00074	519,2	690,73	2520
3	0	- 0,26681	0	0,00044	- 0,00078	- 0,00071	518,7	791,96	2520
3	0	- 0,26970	0	0,00056	- 0,00077	- 0,00065	516,6	811,02	2520
4	0	- 0,26215	0	0,00057	- 0,00079	- 0,00067	516,6	814,88	2520
5	0	- 0,26468	0	0,00079	- 0,00078	- 0,00061	516,6	756,29	2520
6	0	- 0,26243	0	0,00106	- 0,00078	- 0,00059	516,6	821,15	2520
7	- 0,13362	- 0,26735	0	0,00122	- 0,00078	- 0,00056	516,6	683,59	2520
8	- 0,13526	- 0,26825	0	0,00136	- 0,00076	- 0,00054	516,6	709,33	2520
9	- 0,13059	- 0,26300	0	0,00158	- 0,00075	- 0,00053	516,6	787,54	2520
10	- 0,13206	- 0,26580	- 0,13185	0,00175	- 0,00076	- 0,00049	516,6	750,90	2520
11	- 0,13435	- 0,26932	- 0,13292	0,00175	- 0,00076	- 0,00048	516,6	753,29	2520
12	-	-	-	0,00175	-	-	516,6	763,21	2520

№ перетину	Переміщення						Напруги від дії НУЕ+МРЗ, кгс/см ²		
	лінійні, по осі, см			кутові, вокруг осей, рад					
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₁	X ₂	X ₃	(σ) ₂	(σ _s) ₂	[(σ _s) ₂]
	0,13352	0,26782	0,13498		0,00073	0,00047			
13	- 0,13084	- 0,26803	- 0,13470	0,00181	- 0,00073	- 0,00041	516,8	695,44	2520
13	- 0,13452	- 0,13063	- 0,26292	0,00176	- 0,00072	- 0,00038	516,9	805,27	2520
14	0	- 0,13316	- 0,26422	0,00178	- 0,00071	- 0,00030	517,0	722,72	2520
15	0	0	- 0,26097	0,00189	- 0,00068	- 0,00025	516,9	729,25	2520
15	0	0	- 0,27033	0,00192	- 0,00065	- 0,00021	516,6	818,13	2520
16	0	0	- 0,53728	0,00173	- 0,00060	- 0,00012	516,7	814,88	2520
17	0	0	- 0,53511	0,00161	- 0,00059	- 0,00009	516,6	728,07	2520
18	- 0,13154	0	- 0,67143	0,00105	- 0,00055	- 0,00004	516,7	740,75	2520
19	- 0,13162	0	- 0,66623	0,00076	- 0,00055	- 0,00001	516,7	829,22	2520
20	- 0,13437	0	- 0,66977	0,00023	- 0,00050	0,00003	516,7	756,28	2520
21	0	0	0	- 0,00103	- 0,00023	0,00011	516,8	801,56	2520
22	0	0	0	- 0,00052	- 0,00020	0,00009	516,8	681,84	2520
23	0	0	0	- 0,00022	- 0,00018	0,00009	516,6	803,22	2520
23	0	0	0	- 0,00018	- 0,00016	0,00008	516,6	707,36	2520
24	0	0	0	- 0,00014	- 0,00015	0,00008	516,6	733,70	2520

№ перетину	Переміщення						Напруги від дії НУЕ+МРЗ, кгс/см ²		
	лінійні, по осі, см			кутові, вокруг осей, рад					
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₁	X ₂	X ₃	(σ) ₂	(σ_s) ₂	[(σ_s) ₂]
25	0	0	0	0,00003	- 0,00013	0,00007	516,6	793,04	2520
25	0	0	0	- 0,00003	- 0,00011	0,00005	516,6	739,32	2520
26	0	0	0	0,00000	0,00000	0,00000	516,7	808,80	2520

В результаті виконаних розрахунків на міцність для всіх перерізів трубопроводів рециркуляції насосних агрегатів аварійного вводу бура визначені приведені напруження (σ_s)₂, представлені в таблицях 6-8, максимальне значення яких (1187,80 кгс/см²) не перевищує допустимих напружень [σ]=2520,00 кгс/см².

Отримані результати підтверджують ефективність застосованого підходу до технічної діагностики з урахуванням комбінованих навантажень та дозволяють зробити висновок про допустимий технічний стан досліджуваного енергообладнання. Запропонована методика розрахункового оцінювання може бути використана в системах управління технічним станом як інструмент прогнозування залишкового ресурсу та виявлення критичних ділянок, що потребують підвищеного моніторингу, особливо при прийнятті рішення щодо модернізації, та подальшого контролю технічного стану після проведення робіт з модернізації.

Запропонована модель управління технічним станом енергетичним обладнанням на основі визначення міцності розроблена на основі попередніх досліджень [4, 37, 58] та ґрунтується на визначенні реального стану енергетичного обладнання на основі аналізу напружено-деформованого стану, що дає можливість удосконалити існуюче нормативно-технічне забезпечення для проведення експертного оцінювання та впровадження удосконалених алгоритмів діагностики із застосуванням автоматизованих засобів моніторингу, що забезпечує підвищення рівня безпеки й надійності функціонування енергетичних об'єктів в умовах подовження термінів експлуатації.

Перспективним напрямом подальших досліджень є інтеграція методів прогнозової аналітики на основі машинного навчання та цифрових моделей (цифрових двійників), що дозволить значно підвищити адаптивність систем технічної діагностики до складних експлуатаційних умов.

ВИСНОВКИ

Оцінка якості та прогнозування ресурсу обладнання АЕС є одним із основних завдань по забезпеченню високої надійності, безпеки та економічної ефективності діючих АЕС.

У результаті виконаних розрахунків на міцність для всіх контрольних перерізів трубопроводів рециркуляції насосних агрегатів аварійного вводу бора були визначені приведені еквівалентні напруження (σ^2), які не перевищують допустимі значення $[\sigma] = 2520,00$ кгс/см². Максимально отримане значення напружень становить 1187,80 кгс/см², що свідчить про відповідність розрахованих елементів вимогам щодо міцності в умовах дії нормальних експлуатаційних навантажень у поєднанні з проєктними сейсмічними впливами.

Отримані результати підтверджують ефективність застосованого підходу до технічної діагностики після модернізації обладнання, що забезпечує можливість оцінювання сейсмостійкості та прийняття обґрунтованих рішень щодо подовження строків експлуатації. Запропонована методика розрахункового контролю може бути використана як частина інтегрованої системи управління технічним станом для атомних електростанцій, що працюють в умовах довгострокової експлуатації.

Окрім цього, проведення моделювання з використанням методу скінченних елементів дозволило деталізовано оцінити напружено-деформований стан у найбільш критичних зонах трубопроводу. Це створює підґрунтя для розробки автоматизованих систем моніторингу, які можуть працювати в режимі реального часу та слугувати інструментом для прогнозування технічного ресурсу обладнання.

Перспективним напрямом подальших досліджень є інтеграція результатів напружено-деформованого аналізу з цифровими двійниками об'єктів енергетичної інфраструктури та застосування інтелектуальних алгоритмів (машинне навчання, предиктивна аналітика) для формування гнучких сценаріїв управління технічним станом. Такий підхід забезпечить підвищення надійності, зниження витрат на обслуговування та підвищення загального рівня безпеки атомної енергетики. В результаті проведених досліджень на обладнанні енергоблоків АЕС стало можливим вирішення проблеми оцінки якості обладнання АЕС з метою безпечної експлуатації та продовження термінів його ресурсу.

Підсумовуючи проведену роботу, можна зробити такі основні висновки:

1. Проведено аналіз нормативного забезпечення з безпечної експлуатації електротехнічного обладнання АЕС, який показав, що існуючі стандарти не дозволяють повною мірою оцінити реальний технічний стан обладнання і його залишковий ресурс, бо вони регламентують безпечне та надійне функціонування АЕС тільки у призначений термін експлуатації обладнання, та не враховують різний ступінь його зносу через вплив експлуатаційних та режимних умов.

2. Виконана систематизація та уніфікація обладнання АЕС по функціональному призначенню, характеру старіння, за класами безпеки. Систематизація дає можливість: розробити єдині норми по вибору фізичних параметрів, що характеризують технічний стан обладнання з урахуванням його деградації; удосконалити методичне забезпечення по достовірній оцінці технічного стану; систематизувати результати проведених досліджень і розрахунків для визначення прогностичного значення залишкового ресурсу.

3. Запропоновано комплексний підхід для забезпечення діагностики технічного стану енергообладнання по класам безпеки, що дає змогу підвищити ефективність контролю технічного стану та знизити витрати на технічне обслуговування енергооб'єктів.