

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

Удосконалення автоматизованої системи діагностики стану гідроагрегатів
для підвищення рівня енергетичної безпеки ГЕС
(тема кваліфікаційної роботи)

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

_____/ Максим ФОГЕЛЬ
(підпис) (ім'я та прізвище)

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

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

«До захисту допущено»

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

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

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

Харків – 2024 рік

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

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія

Кафедра електротехніки та електроенергетики

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна програма Енергетична безпека

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

К.Т.Н., доцент Артем ЧЕРНЮК

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

« ____ » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

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

здобувачу вищої освіти Максиму ФОГЕЛЮ

1. Тема «Удосконалення автоматизованої системи діагностики стану гідроагрегатів для підвищення рівня енергетичної безпеки ГЕС»

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

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

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Функціональна схема системи діагностики; Методи діагностики стану гідрогенераторів; Основні параметри турбіни ПЛЗ0-СБ-930; Результати вібровипробування гідроагрегату..

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

ВСТУП; РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ СИСТЕМ ДІАГНОСТИКИ ГІДРОГЕНЕРАТОРІВ; РОЗДІЛ 2. СИСТЕМА СТАТИСТИЧНОГО АНАЛІЗУ ТА КОНТРОЛЮ СТАБІЛЬНОСТІ ВІБРАЦІЙ ГІДРОАГРЕГАТУ; ВИСНОВКИ; ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ;

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

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

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

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

Завдання прийняв до виконання _____ Максим ФОГЕЛЬ
(підпис) (ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної дипломної роботи

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

Студент (ка) _____
(підпис)

Максим ФОГЕЛЬ
(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль _____
(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК
(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

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

В ході експлуатації гідроагрегат періодично змінює режим роботи, отже, необхідний аналіз його надійності і безпеки. Внаслідок, стрімкості протікання фізичних процесів і роботи в режимах близьких до критичних, до ГА висуваються вимоги щодо оперативності управління.

Стаціонарні системи моніторингу дозволяють контролювати роботу гідроагрегатів в безперервному режимі. Що дозволяє виявляти багато дефектів на ранніх стадіях. Але систем моніторингу обладнання, що забезпечують безперервний контроль параметрів, що вимірюються і порівняння їх величин з граничними значеннями, вже недостатньо. Важливо забезпечити інтерпретацію результатів вимірювань, вироблених системою моніторингу, тобто здійснити перехід до оцінки технічного стану обладнання.

Саме за ці більш складні завдання і відповідають системи діагностики. В результаті виконання роботи доведено необхідність застосування систем діагностики, проведено огляд існуючих систем діагностики гідрогенераторів. На підставі отриманих даних зроблено висновки про доцільність застосування систем діагностики в залежності від складності обладнання, а також обґрунтована обмеженість режимів роботи гідроагрегатів ГЕС.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: СИСТЕМИ ДІАГНОСТИКИ, МІСЦЕВИЙ НАГРІВ, ЧАСТКОВІ РОЗРЯДИ, ВІБРОВИПРОБУВАННЯ, ЧАСТОТА ВІБРАЦІЙ, СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ, ДІАПАЗОН ВИМІРЮВАННЯ, ЕКСПЕРТНА СИСТЕМА.

ABSTRACT

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

During operation, the hydraulic unit periodically changes the operating mode, therefore, an analysis of its reliability and safety is required. Due to the rapidity of physical processes and operation in modes close to critical, requirements for the efficiency of control are imposed on the GA.

Stationary monitoring systems allow monitoring the operation of hydraulic units in a continuous mode. This allows you to identify many defects in the early stages. But equipment monitoring systems that provide continuous monitoring of measured parameters and comparison of their values with threshold values are no longer enough. It is important to ensure the interpretation of the measurement results made by the monitoring system, that is, to make the transition to the assessment of the technical condition of the equipment. It is for these more complex tasks that diagnostic systems are responsible.

As a result of the work, the need for the use of diagnostic systems was proved, a review of existing diagnostic systems for hydrogenerators was carried out.

On the basis of the data obtained, conclusions were drawn about the advisability of using diagnostic systems depending on the complexity of the equipment, and also the limited operating modes of hydroelectric units of HPPs were substantiated.

KEY WORDS: DIAGNOSTIC SYSTEMS, LOCAL HEATING, PARTIAL DISCHARGES, VIBRATION TEST, VIBRATION FREQUENCY, MONITORING SYSTEM, MONITORING SYSTEM.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ СИСТЕМ ДІАГНОСТИКИ ГІДРОГЕНЕРАТОРІВ	
1.1 Обґрунтування актуальності застосування систем діагностики.....	
1.2 Методи діагностики стану гідрогенераторів	
1.3 Огляд розробок в області систем діагностики гідрогенераторів....	
Висновки до розділу 1.....	
РОЗДІЛ 2. СИСТЕМА СТАТИСТИЧНОГО АНАЛІЗУ ТА КОНТРОЛЮ СТАБІЛЬНОСТІ ВІБРАЦІЙ ГІДРОАГРЕГАТУ	
2.1 Розробка методики аналізу та контролю стабільності вібрацій	
2.2 Попередній аналіз даних та статистичний контроль незалежних показників	
2.3 Структура системи статистичного аналізу і контролю стабільності вібрацій гідроагрегату	
Висновки до розділу 2.....	
РОЗДІЛ 3. РЕАЛІЗАЦІЯ ІНФОРМАЦІЙНО-ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОЕКТУ ЗА ДОПОМОГОЮ SCADA SYSTEM.....	
Висновки до розділу 3.....	
ВИСНОВКИ.....	
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	

ВСТУП

Актуальність роботи. Однією з основних завдань експлуатації генераторів на електростанціях є забезпечення надійності їх роботи. Поряд з іншими заходами це завдання певною мірою вирішується шляхом профілактичних заходів контролю і випробувань генераторів для раннього виявлення та усунення дефектів, розвиток яких може призвести до аварійних відключень агрегатів. Однак застосовувані в даний час методи і засоби виявлення дефектів, особливо в процесі роботи генераторів, далекі ще від досконалості, і в них недостатньо використовуються сучасні можливості.

В останні роки в нашій країні і за кордоном активізувалися дослідження і розробки по вдосконаленню існуючих і створенню нових методів і засобів виявлення дефектів генераторів для побудови на їх основі комплексних систем технічної діагностики і прогнозування стану генераторів в умовах експлуатації. Подібні системи вже створені і успішно функціонують в ряді галузей техніки. Вони дозволяють своєчасно виявляти і усувати дефекти на ранній стадії їх розвитку, в результаті чого скорочується число і тривалість вимушених (аварійних) простоїв механізмів.

Роботи зі створення систем діагностики і прогнозування стану синхронних генераторів електростанцій знаходяться поки що в початковій стадії. Для успішного їх просування вперед необхідні глибоке вивчення і систематизація причин і процесів виникнення і розвитку дефектів і їх ознак, а також, що не менш важливо, прискорення розробок і організація промислового виробництва ряду відсутніх в даний час датчиків і пристроїв для виявлення зазначених дефектів.

На сьогоднішній день, розвиток гідроенергетики та забезпечення стійкої роботи гідроелектростанцій є одним з найактуальніших завдань в умовах переходу до відновлюваних джерел енергії. Гідроелектростанції, які використовують гідроагрегати, відіграють важливу роль у забезпеченні енергетичної безпеки, надійності та стабільності енергетичної системи.

Однак, експлуатація гідроагрегатів пов'язана з великими механічними і гідравлічними навантаженнями, які можуть призводити до їх зношування та несправностей, що вимагає впровадження ефективних методів діагностики.

В останні десятиліття системи діагностики гідроагрегатів зазнали значного розвитку завдяки впровадженню сучасних технологій і методів аналізу даних. Використання таких технологій, як штучний інтелект, машинне навчання та інтернет речей, дозволяє забезпечити високий рівень точності та надійності моніторингу стану обладнання. Це дає змогу своєчасно виявляти потенційні несправності та вживати заходів для їх усунення, що значно підвищує ефективність та безпеку роботи гідроелектростанцій.

Актуальність застосування систем діагностики також обумовлена необхідністю дотримання сучасних стандартів та нормативних вимог у сфері енергетики. Багато країн світу вводять суворі вимоги до надійності та безпеки енергетичних об'єктів, що вимагає впровадження новітніх технологій діагностики. Крім того, застосування таких систем сприяє зменшенню негативного впливу на довкілля, що відповідає принципам сталого розвитку та екологічної безпеки.

Основною метою даної роботи є дослідження сучасних методів та технологій діагностики гідроагрегатів, оцінка їх ефективності та розробка рекомендацій щодо їх впровадження на практиці. Дослідження включає аналіз існуючих методів діагностики, розробку нових підходів до моніторингу стану обладнання, а також оцінку економічних та екологічних переваг застосування систем діагностики.

Таким чином, впровадження систем діагностики гідроагрегатів є важливим кроком на шляху до забезпечення надійної та ефективної роботи гідроелектростанцій, підвищення їх економічної рентабельності та зменшення впливу на довкілля. Це робить дану тему актуальною та важливою для сучасної енергетичної галузі, що потребує подальших наукових досліджень та практичного впровадження інноваційних рішень.

Метою роботи є підвищення надійності роботи гідроагрегату ГЕС шляхом застосування методу контролю з виявлення дефектів на основі удосконалення систем діагностики гідрогенераторів.

Об'єкт дослідження – процес діагностування та виявлення дефектів гідрогенераторів на ранній стадії розвитку.

Предмет дослідження – метод контролю з виявлення дефектів гідрогенераторів ГЕС.

Методи дослідження. Розроблені в роботі наукові положення використовують системний підхід до технічного діагностування гідроагрегатів і ґрунтуються на застосуванні теоретичних і експериментальних методів дослідження в цій області.

РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ СИСТЕМ ДІАГНОСТИКИ ГІДРОГЕНЕРАТОРІВ

1.1 Обґрунтування актуальності застосування систем діагностики

Сучасний етап гідроенергетики характеризується зростанням кількості обладнання, яке відпрацювало свій ресурс, та вимагає модернізації і заміни. За останні роки в енергосистемі України сталося близько 200 технологічних порушень. Більше 30% з них через порушення в роботі протиаварійної автоматики та засобів технологічного управління [1].

При обмеженості засобів, особливо в період кризи, чітко проглядається тенденція скорочення фінансування ремонтних робіт, в тому числі за рахунок регламентних, що призводить до локальних і великих аварій [12].

Так як в період експлуатації гідроагрегат періодично змінює режим роботи, отже, необхідний аналіз його надійності і безпеки. Внаслідок, стрімкості протікання фізичних процесів і роботи в режимах близьких до критичних, до гідроагрегатів (ГА) висувуються вимоги щодо оперативності управління [2].

Стаціонарні системи моніторингу дозволяють контролювати роботу гідроагрегатів в безперервному режимі. Що дозволяє виявляти багато дефектів на ранніх стадіях. Але систем моніторингу обладнання, що забезпечують безперервний контроль параметрів, що вимірюються і порівняння їх величин з граничними значеннями, вже недостатньо. В даний час, в нашій країні, ремонтна діагностика є практично єдиним засобом виявлення дефектів енергетичного обладнання. Адже важливо забезпечити інтерпретацію результатів вимірювань, вироблених системою моніторингу, тобто здійснити перехід до оцінки технічного стану обладнання. Саме за ці більш складні завдання і відповідають системи діагностики [13].

Удосконалення нині існуючих систем і засобів виявлення дефектів генераторів в процесі їх роботи, а також при зупинках для оглядів,

випробувань і ремонтів має завершитися створенням систем технічної діагностики і прогнозування працездатності машин, що дозволяє знизити ймовірність і тривалість їх вимушених простоїв, а також зменшити обсяги і вартості відновлювальних ремонтів за рахунок виявлення дефектів на більш ранній стадії розвитку, ніж це досягається існуючими методами і засобами [3]. Наступним етапом розвитку АСУ ТП в частині підвищення надійності експлуатації обладнання може стати автоматизована система контролю і діагностики (АСКД), яка передбачає діагностику стану основного і допоміжного обладнання ГЕС, систем автоматики і захисту на основі існуючого збору даних АСУ ТП [4]. Роботи в цьому напрямку вже ведуться, але знаходяться поки на початковій стадії.

Технічна діагностика як науково-прикладна дисципліна вивчає ознаки дефектів обладнання, різні принципи, методи і засоби, за допомогою яких встановлюється діагноз, тобто робиться висновок про сутність, характер, обсяги дефектів і їх місцезнаходження. Для сучасної технічної діагностики характерний системний підхід до вирішення перерахованих завдань [15].

Варто зазначити, що стосовно до агрегатів електростанцій і, зокрема, до гідрогенераторів, системи технічної діагностики (СТД), будуть функціонувати за участю людини. Використовувані в цих системах технічні засоби будуть виступати в них в якості джерел інформації і «порадників» людині [16].

З огляду на безпосередній механічний зв'язок між генератором і турбіною, їх взаємний зв'язок по режимам роботи, мабуть, доцільно АСТД генератора будувати як частину загальної системи для всього агрегату. Не вдаючись до детальної побудови можливих варіантів АСТД гідроагрегатів, можна вважати, що типовим для них усіх буде наявність таких основних функціональних комплексів:

- збір і обробка первинної інформації на працюючому агрегаті, яка необхідна для технічного діагностування;

- видача результатів обробки цієї інформації персоналу в зручній формі і раціональному обсязі, в тому числі шляхом подачі сигналів, показу на дисплеях і приладах, реєстрації і т.п.;
- передачі цієї інформації в довідково-інформаційний масив (архів);
- звернення в архів (включає нормативні та минулі відомості з даного та аналогічного агрегату);
- постановка попереднього діагнозу на підставі реалізації зазначених вище етапів;
- прийняття рішення про необхідність подальших діагностичних операцій (оглядів, випробувань та ін.) на виведеному з роботи агрегаті;
- виконання діагностичних операцій для винесення остаточного діагнозу (характеру і місцезнаходження дефекту, ступеня його небезпеки для агрегату і т.п.) [15].

Функціями АСТД є:

- прогнозування працездатності агрегату з урахуванням поставленого діагнозу;
- прийняття рішення щодо можливості та умов подальшої роботи агрегату або необхідності ремонтних робіт.

З огляду на органічний зв'язок цих двох функцій з власне діагностуванням, умовно включимо їх в АСТД генераторів (агрегатів). Виходячи з викладеного, на рис. 1.1 приведена можлива функціональна схема такої АСТД для потужних генераторів.

Потрібно відзначити, що АСТД генераторів (агрегатів) повинна розглядатися як одна з підсистем АСУ ТП електростанції або блоку, органічно пов'язана з іншими її підсистемами, а також з релейним захистом, яка, мабуть, з часом також стане частиною АСУ ТП [1].

Для ефективного функціонування АСТД гідроагрегатів необхідна систематична робота по вдосконаленню методів і засобів, а також щодо уточнення взаємозв'язку дефектів між собою, ознак їх прояву, по виявленню

найбільш значущих дефектів, з прогнозування можливих змін складу і ймовірності появи різних дефектів в перспективних агрегатах нових типів, при зміні технології виробництва та умов експлуатації. Природно, що сама АСТД в своїй структурно-апаратній частині повинна бути надійною, не надто складною і дорогою, а також зручною для обслуговування. Нарешті, слід підкреслити, що створення АСТД гідроагрегатів не є самоціллю, їх створення і вдосконалення повинно бути в кожному випадку обґрунтовано техніко-економічно [17].

Зі сказаного випливає, що проблема створення і вдосконалення АСТД генераторів (агрегатів) на електростанціях є складною і багатоплановою, що вимагає систематичної роботи багатьох науково-дослідних, проектно-конструкторських, промислових, налагоджувальних та експлуатаційних організацій [18].

Відомий зарубіжний досвід розробки та створення автоматизованих систем контролю гідрогенераторів, що базуються також на аналізі вібраційних, акустичних і теплових процесів і, крім того, на хімічному аналізі охолоджуючого середовища генератора. Незважаючи на окремі оригінальні технічні рішення деяких завдань, ці системи далекі від досконалості: по-перше, вони не охоплюють цілий ряд серйозних дефектів і, по-друге, не виконують прогнозуючих і управлінських (зокрема прийняття рішень) функцій [19].



Рисунок 1.1 – Функціональна схема системи діагностики

Як зазначалося вище, існує ряд окремих пристроїв для контролю параметрів деяких процесів, що протікають в генераторах, які застосовують окремі діагностичні методи і алгоритми, проте закінченої єдиної системи, що забезпечує рішення всіх задач технічної діагностики, поки немає. В останні роки розроблені і впроваджені для накопичення досвіду на одиничних ГЕС технічно більш досконалі, ніж широко застосовувані, системи діагностичного

контролю деяких параметрів, що протікають в гідрогенераторах. Однак і вони не представляють собою комплексних взаємопов'язаних систем [20].

Контроль тільки вібраційних параметрів дозволяє виявити далеко не всі можливі дефекти різних вузлів гідрогенераторів. У системах діагностики повинні використовуватися результати контролю і багатьох інших параметрів і показників, що залежать від стану гідрогенераторів – від наявності або відсутності дефектів в них; зокрема, повинні контролюватися електричні параметри режимів роботи (напруги, струму і ін.), показники нагрівів і т.п. Відхилення значень цих параметрів (показників) від нормальних (в загальному випадку останні повинні визначатися з урахуванням режимів роботи генераторів) може служити ознакою того чи іншого дефекту [6].

На різних стадіях діагностування кожного дефекту виникають подібні завдання, послідовно вирішуються перерахованими вище основними функціональними елементами АСТД генераторів. Кожна процедура, яка виконується в ході діагностування стану гідрогенератора, реалізується за допомогою відповідного алгоритму. У числі останніх слід особливо виділити, як найважливіші, алгоритми постановки діагнозу, прогнозу і прийняття рішення [11].

Для надійного виявлення дефектів гідрогенераторів необхідний контроль багатьох параметрів та процесів, що протікають в генераторі. Для цієї мети, крім існуючої, потрібна нова спеціальна апаратура. Для розробки вимог до такої апаратури спочатку повинен бути визначений весь комплекс найбільш характерних процесів, параметри яких можуть служити ознаками дефектів. Очевидно, що в зв'язку з цим виникає завдання з'ясування значущості дефектів конструктивних вузлів генераторів з точки зору, що викликається цими дефектами [12].

У загальній складній проблемі підвищення надійності електропостачання країни одне з визначальних місць займає завдання забезпечення надійності і скорочення тривалості вимушених (аварійних)

простоїв генераторів електростанцій. Для вирішення цього завдання на електростанціях поряд з конструктивно-технологічними заходами, прийнятими при створенні генераторів, проводиться ряд технічних і організаційних заходів. Для своєчасного виявлення можливих дефектів і обмеження тривалості вимушених простоїв генераторів, важливе значення мають регламентовані відповідними директивними документами системи заходів, які умовно можна розділити на три групи [13]:

1) спостереження за генераторами в процесі їх роботи – візуальні і за допомогою контрольно-вимірювальних систем і приладів (включаючи і попереджувальні сигнали від пристроїв релейного захисту);

2) планово-попереджувальні профілактичні випробування, ремонти (ревізії) і огляди генераторів;

3) Релейний захист (РЗ), що діє на відключення.

Досвід використання цих заходів показав, що вони в значній мірі сприяють підвищенню надійності роботи генераторів і скороченню тривалості їх вимушених простоїв. Разом з тим є необхідність, у зв'язку з ростом одиничних потужностей генераторів, і можливістю подальшого вдосконалення цих заходів на базі сучасної системотехніки і досягнень в областях контрольно-вимірювальної, інформаційної та обчислювальної техніки [14].

Основними недоліками перерахованих заходів є відсутність чіткої системної побудови окремих з них, недосконалість застосовуваних методів і засобів виявлення дефектів, оцінки і прогнозування працездатності генераторів, а також термінів і обсягів необхідних ремонтних заходів [25].

Зупинимось дещо докладніше на недоліках і завданнях удосконалення перших двох з перерахованих груп заходів, залишаючи осторонь третю групу – системи РЗ, які вирішують завдання відключення генераторів при небезпечних зовнішніх впливах з боку мережі або на такій пізній стадії розвитку дефектів, коли подальша робота генераторів стає неприпустимою. Обидва ці завдання виходять за рамки теми даної роботи, присвяченої

головним чином питанням діагностування та виявлення дефектів гідрогенераторів на ранній стадії розвитку [12].

Перша з перерахованих груп заходів, спрямованих на своєчасне виявлення дефектів генераторів, тобто система спостережень і контролю в процесі роботи останніх, є, мабуть, найменш досконалою. Пристрої і системи різного призначення (теплові, електричні, механічні та т.п.) створювалися і використовуються без належної взаємної ув'язки спостережуваних результатів. А така ув'язка абсолютно необхідна, так як вона повинна відображати об'єктивно існуючий взаємний зв'язок різних дефектів генераторів і їх ознак [7].

Багато з існуючих засобів контролю працюючих генераторів є локальними, що не контролюють загального стану машини. При цьому, як правило, відсутні алгоритми ув'язки між собою показників не тільки засобів контролю різних систем, але всередині однієї і тієї ж системи [14].

Характерним прикладом в цьому відношенні є системи контролю температур різних точок машини; з ростом потужності останніх кількість таких точок вимірювань все зростає, досягаючи в ряді випадків декількох сотень на машину. Практично немає систем, в яких результати цих численних вимірів зіставлялися б між собою і з режимами роботи генераторів і видавалися б в стислій, зручній для експлуатаційного персоналу формі, що характеризує тепловий стан машини, як загальний, так і локальний. Немає необхідних для цього алгоритмів. Сама кількість вимірювань на деяких сучасних потужних генераторах настільки велика, що навіть при наявності зазначених алгоритмів персонал без застосування сучасних засобів обчислювальної техніки не може оперативно і правильно оцінювати стан машини [13].

Незважаючи на порівняно великий обсяг існуючих засобів і систем контролю за роботою потужних генераторів, ряд важливих для характеристики їх стану показників залишається поза контролем; це,

зокрема, відноситься до місцевого нагріву, часткових розрядів, місцевих вібрацій окремих елементів статора і ін [15].

Важливим і поки ще не вирішеним є питання про те, в якому вигляді доцільно і можливо видавати персоналу інформацію про стан генератора в процесі його роботи, і про заходи, які повинні бути зроблені в разі відхилення від норми значень параметрів процесів, які протікають в ньому [8].

Багато з використовуваних методів і засобів контролю генераторів, відповідають сучасному рівню мікропроцесорних ЕОМ, але при цьому варто враховувати фінансовий аспект, тому як вартість сучасних зразків систем діагностики становить значну суму [16].

Друга група – системи планово-попереджувальних ремонтів (ревізій) і профілактичних випробувань – знаходиться у відносно кращому стані. Однак і тут треба багато чого зробити як щодо удосконалення методів огляду і випробувань для визначення місць і розмірів дефектів, так і по відношенню до взаємної ув'язки з першою групою – системами контролю працюючих генераторів. Зокрема, повинні бути розроблені методи уточнення обсягів матеріального забезпечення і тривалості ремонтних робіт генераторів за даними досвіду їх експлуатації та результатами їх випробувань; переглянуті принципи призначення термінів профілактичних ремонтів і профілактичних випробувань – збільшення обов'язкових термінів між ними, а в перспективі, можливо, відмова від жорстких термінів взагалі з призначенням оглядів, випробувань і ремонтів тільки на основі результатів контролю стану генераторів. Ці системи повинні забезпечити виявлення та усунення дефектів на можливо більш ранній стадії їх розвитку, ніж це досягається існуючими засобами, завдяки чому знизиться ймовірність і тривалість вимушених (аварійних) простоїв машин, а також обсягів і вартості відновлювальних ремонтів [9].

Слід підкреслити, що створення систем технічної діагностики актуально в першу чергу для сучасних потужних генераторів, конструктивно

більш складних, ніж старі машини, і мають, як правило, порівняно малі запаси по відношенню до гранично допустимих механічних, електромагнітних і теплових впливів [17].

Аварійний вихід з ладу таких машин зазвичай робить істотний негативний вплив на роботу енергосистем і відповідно на надійність та якість електропостачання споживачів [18].

Для успішного розвитку робіт з технічної діагностики стану генераторів необхідні вивчення та систематизація причин і процесів виникнення і розвитку дефектів в різних елементах генераторів і ознак, за якими ці дефекти можуть бути виявлені [19].

Вкрай важливо, прискорити розробку та впровадження в експлуатацію більш досконалих, ніж існуючі, методів і засобів для виявлення дефектів.

Застосування систем діагностики гідроагрегатів є надзвичайно актуальним і має велике значення для забезпечення стабільної та ефективної роботи гідроенергетичних установок. Гідроагрегати, які використовуються у водних електростанціях, піддаються значним механічним та гідравлічним навантаженням. Це може призводити до поступового зношування і несправностей, що, в свою чергу, може стати причиною аварій та зупинок у роботі обладнання.

Системи діагностики дають можливість моніторити стан гідроагрегатів у режимі реального часу, що дозволяє виявляти потенційні проблеми на ранніх стадіях. Це дає змогу зменшити ризик виникнення серйозних поломок, а також планувати ремонтні роботи на основі фактичного стану обладнання, а не за заздалегідь визначеним графіком. Таким чином, зменшуються позапланові зупинки та збільшується продуктивність і надійність енергетичних систем.

Важливим аспектом є економічна вигода від застосування систем діагностики. Зменшення кількості позапланових ремонтів та аварійних зупинок знижує витрати на обслуговування та ремонти, а також дозволяє

продовжити термін експлуатації обладнання. Це особливо важливо в умовах високої вартості нових гідроагрегатів та їх установки.

Застосування сучасних технологій, таких як штучний інтелект і машинне навчання, дозволяє системам діагностики аналізувати великі обсяги даних і надавати точні прогнози щодо стану обладнання. Це сприяє більш ефективному управлінню ресурсами і оптимізації витрат на утримання гідроенергетичних установок.

Зрештою, впровадження систем діагностики гідроагрегатів не тільки підвищує надійність і ефективність роботи енергетичних систем, але й сприяє сталому розвитку енергетики, зменшуючи вплив на довкілля та підвищуючи енергетичну безпеку. Це робить дану тему надзвичайно актуальною та важливою для сучасної енергетичної галузі.

Окрім вищезазначеного, слід звернути увагу на те, що системи діагностики гідроагрегатів сприяють підвищенню безпеки експлуатації гідроелектростанцій. В разі відсутності своєчасного моніторингу та діагностики, несправності можуть призвести до серйозних аварій, які, в свою чергу, можуть завдати шкоди довкіллю та призвести до людських жертв. Використання сучасних технологій діагностики дозволяє мінімізувати ризики таких подій, забезпечуючи безпечну експлуатацію обладнання та захист персоналу.

Ще один аспект, який підкреслює актуальність впровадження систем діагностики, — це відповідність сучасним стандартам та нормативним вимогам. Багато країн світу постійно посилюють вимоги до надійності та безпеки енергетичних установок, і застосування систем діагностики стає необхідною умовою для відповідності цим вимогам. Це сприяє покращенню міжнародного іміджу підприємств, що займаються виробництвом електроенергії, та підвищенню їх конкурентоспроможності на ринку.

Важливо також зазначити, що інвестування в системи діагностики гідроагрегатів має довгострокову економічну вигоду. Хоча початкові витрати на впровадження таких систем можуть бути значними, вони швидко

окупаються за рахунок зменшення витрат на ремонт і обслуговування, а також за рахунок підвищення ефективності використання обладнання. Це дозволяє підприємствам отримувати більший прибуток і підвищувати рентабельність своєї діяльності.

Крім того, застосування систем діагностики є важливим елементом у контексті розвитку сучасних технологій та переходу до четвертої промислової революції, відомої як Індустрія 4.0. Використання інтелектуальних систем моніторингу та аналізу даних дозволяє оптимізувати процеси управління виробництвом, підвищувати рівень автоматизації та забезпечувати інтеграцію різних технологічних рішень у єдину систему. Це відкриває нові можливості для розвитку гідроенергетики та підвищення її ефективності.

Загалом, актуальність застосування систем діагностики гідроагрегатів обумовлена багатьма факторами, зокрема забезпеченням надійності та безпеки роботи обладнання, економічною вигодою, відповідністю сучасним стандартам і нормативним вимогам, а також розвитком технологічних інновацій. Усе це робить системи діагностики невід'ємною складовою сучасних гідроелектростанцій і важливим елементом сталого розвитку енергетичного сектора.

Також варто згадати екологічний аспект застосування систем діагностики гідроагрегатів. За допомогою цих систем можна мінімізувати витікання олій та інших шкідливих речовин, які можуть потрапити у водні ресурси. Завдяки діагностиці можна виявляти і усувати проблеми ще до того, як вони призведуть до екологічних катастроф, що забезпечує більш екологічно чисту експлуатацію гідроелектростанцій.

Застосування систем діагностики також має важливе значення для сталого розвитку регіонів, де розташовані гідроелектростанції. Стале функціонування енергетичних об'єктів сприяє створенню нових робочих місць, розвитку місцевої інфраструктури та підвищенню якості життя населення. Крім того, надійна та безпечна робота гідроелектростанцій є

важливим чинником для забезпечення енергетичної незалежності та безпеки країни.

Ще одним важливим аспектом є можливість інтеграції систем діагностики з іншими системами управління гідроелектростанціями. Наприклад, інтеграція з системами прогнозування погоди дозволяє оптимізувати роботу гідроагрегатів, враховуючи майбутні метеорологічні умови. Це дозволяє більш ефективно використовувати водні ресурси і знижувати ризики, пов'язані з несприятливими погодними умовами.

Системи діагностики також сприяють підвищенню рівня автоматизації та цифровізації гідроелектростанцій. Використання сучасних інформаційних технологій дозволяє значно знизити залежність від людського фактору і забезпечити більш точний та ефективний моніторинг стану обладнання. Це сприяє підвищенню ефективності та надійності роботи гідроелектростанцій в цілому.

Загалом, впровадження систем діагностики гідроагрегатів є невід'ємною частиною сучасного підходу до управління гідроенергетичними об'єктами. Воно забезпечує надійну, ефективну та екологічно чисту роботу гідроелектростанцій, сприяє сталому розвитку регіонів, підвищує рівень автоматизації та цифровізації, а також забезпечує відповідність сучасним стандартам та нормативним вимогам. Усе це робить системи діагностики ключовим елементом в забезпеченні стабільної та безпечної роботи гідроенергетики в сучасних умовах.

Також варто згадати про роль систем діагностики гідроагрегатів у контексті модернізації та оновлення існуючих гідроелектростанцій. Багато гідроелектростанцій були побудовані десятиліття тому і потребують модернізації для забезпечення відповідності сучасним вимогам ефективності, надійності та безпеки. Системи діагностики відіграють ключову роль у цьому процесі, дозволяючи точно оцінити стан обладнання, визначити його залишковий ресурс та розробити оптимальну стратегію модернізації.

Крім того, впровадження систем діагностики може сприяти підвищенню ефективності використання водних ресурсів. Це особливо важливо в умовах зміни клімату і нестабільності водних режимів. Точний моніторинг і аналіз даних про стан гідроагрегатів та рівні води дозволяє більш ефективно керувати водними ресурсами, забезпечуючи максимальну генерацію електроенергії при мінімальних витратах ресурсів.

Також, використання систем діагностики сприяє розвитку нових підходів до управління гідроенергетичними об'єктами, таких як предиктивне обслуговування та управління на основі даних. Це дозволяє значно підвищити ефективність і надійність роботи гідроелектростанцій, зменшити витрати на обслуговування та ремонти, а також підвищити загальний рівень автоматизації та цифровізації енергетичних об'єктів.

Врешті-решт, впровадження систем діагностики гідроагрегатів є невід'ємною частиною сталого розвитку енергетичного сектора. Воно забезпечує надійну та ефективну роботу гідроенергетичних об'єктів, сприяє зменшенню впливу на довкілля, підвищує економічну вигоду та забезпечує відповідність сучасним стандартам і нормативним вимогам. Усе це робить системи діагностики ключовим елементом у забезпеченні стабільної та безпечної роботи гідроенергетики в сучасних умовах.

1.2 Методи діагностики стану гідрогенераторів

Для підвищення ефективності діагностики технічного стану гідрогенераторів необхідна розробка нових і вдосконалення існуючих методів і засобів виявлення ознак дефектів. В даний час найважливішими з таких ознак є місцеві нагріви і вібрації, а також часткові розряди в ізоляції обмоток статора гідрогенераторів [20].

Контроль місцевих перегрівів

Основними показниками теплового стану генератора є температури обмоток і сталі, а також охолоджуючого середовища (повітря, масла, води). В якості датчиків в даний час використовуються термометри опору, що встановлюються в обмеженому числі точок, а для контролю температур застосовуються багатоканальні автономні установки. При цьому тепловий стан обмоток ротора не контролюється [11].

Застосовувані в даний час методи контролю температур обмоток і сердечників гідрогенераторів для цілей автоматизованої діагностики недостатні ні по використовуваній методиці, ні за обсягом [12].

Для того, щоб можна було ставити завдання діагностування теплового стану статора на базі традиційних методів контролю, потрібно різко підвищити їх інформативність, тобто встановлювати датчики не тільки в кожному пазу, а й в різних місцях по довжині паза. Така вимога призвела б до значного збільшення кількості датчиків на кожному контрольованому об'єкті і з експлуатаційної точки зору її важко виконати. Подібне рішення, ймовірно, може бути прийнято тільки для дуже потужних унікальних генераторів з безпосереднім охолодженням активних зон, для яких характерні малі теплові постійні часу і вимоги дуже високої надійності. Однак достовірне виявлення всіх можливих місць перегріву обмоток і активної сталі сердечника статора не забезпечується повністю і в цьому випадку. Не можуть бути також виявлені перегріви контактів міжполюсних з'єднань обмоток збудження і заспокійливих обмоток ротора і деяких інших конструктивних вузлів гідрогенератора. Найбільш радикальним рішенням для своєчасного виявлення місцевих перегрівів може стати застосування методів інтегрального контролю. Одними з найбільш універсальних і ефективних могли б бути термохімічні методи контролю [8].

Для ранньої діагностики місць перегріву поверхні конструктивних вузлів – статора і ротора гідрогенератора – на них повинні наноситися мітки термохімічних індикаторів із заданою температурою термолізу, при якій в

навколишнє повітря виділяються характерні гази. Поява газу може бути виявлена спеціальним високочутливим газоаналізатором. Локалізацію місць перегріву можна здійснювати газовим хроматографом, а також за допомогою кольорових термоіндикаторів, мітки яких наносяться на поверхні доступних для огляду конструктивних елементів поряд з мітками термохімічних індикаторів. Після появи сигналу про наявність в охолоджувальному повітрі характерного газу, генератор зупиняють і візуально визначають місця перегрівів, шляхом виявлення зміни кольору термоіндикаторів [7].

Виявлення перегрівів може ґрунтуватися на реєстрації характерних газів, що виділяються при термолізі природних органічних речовин, що містяться в конструктивних вузлах машини. При цьому слід враховувати, що температура термоліза ізоляційних матеріалів конструктивних вузлів генератора може мати значення $200 \div 300$ °C і вище, а це може не забезпечувати своєчасне виявлення перегрівів [9].

Іншим можливим напрямом є контроль перегрівів за допомогою інфрачервоних систем. При цьому перегріви обмоток ротора генератора можуть контролюватися нерухомо встановленими приймачами інфрачервоного випромінювання, а активної сталі розточення і обмоток сердечника статора – приймачами, встановленими на роторі генератора [11].

Розглянемо інфрачервону систему контролю температур статора гідрогенератора. Така система може виявитися ефективною для термографічного контролю місцевих перегрівів зубцевої зони статора, поверхня розточення якого у великих гідрогенераторів може досягати 100 м^2 . Приймачі (об'єктиви) доцільно розташовувати між сусідніми полюсами. Кожен з них повинен сканувати виділену область по висоті розточення статора. За допомогою інфрачервоних систем вимірюються інтегральні щільності теплових потоків випромінювання з площі поверхні кожного елементарного пакета активної сталі зубцевої зони сердечника, обмеженого вентиляційними каналами по висоті і його пазами по колу розточування сердечника статора. Площа поверхні такого елементарного пакета визначає

роздільну здатність вимірювальної системи і просторовий кут огляду об'єктива. Для забезпечення допустимих динамічних похибок необхідно, щоб інерція фото-перетворювача не перевищувала часу сканування елементарного пакета, що становить для великих тихохідних машин близько 1 мс [10].

При вивченні можливості сканування теплових полів розточення статора з обертового ротора гідрогенератора повинні враховуватися такі обставини. В області між полюсами і ободом ротора існують електромагнітні поля: постійні $0,1 \div 0,2$ Тл і змінні $0,01 \div 0,02$ Тл, відцентрові сили з прискоренням $800 \div 1000$ м/с і вентиляційні потоки повітря з температурою до $50 \div 60$ °С. Тому фотоперетворювачі і підсилювачі слід встановлювати в зоні, яка виключає неприпустимі значення зазначених факторів, наприклад у обода, на спицях ротора або на втулці вала. При цьому об'єктиви, розміщені між сусідніми полюсами ротора, з'єднуються з перетворювачами, оптичними каналами. Вихід оптичних каналів до спиць ротора можливий через вентиляційні канали обода.

Передачу результатів вимірювань доцільно здійснювати за допомогою багатоканальної телеметричної системи, передавальні пристрої якої встановлюються на роторі гідрогенератора [12].

Контроль місцевих вібрацій

Вивчення досвіду експлуатації гідрогенераторів показало необхідність виявлення місцевих вібрацій активної сталі зубцевої зони сердечника і лобових частин обмоток статора. Вібрації активної сталі, зокрема крайніх пакетів, не можуть бути виявлені за допомогою наявної в даний час апаратури. Існуючий спосіб контролю вібрацій лобових частин обмоток статора вимагає досить великої кількості датчиків. Однак установка цих датчиків можлива тільки на обмеженому числі лобових дуг, потенціал яких по відношенню до землі не перевищує 3 кВ. Тому розширений контроль вібрацій лобових частин доводиться проводити в режимі трифазного

короткого замикання генератора, а контроль вібрацій лобових частин обмотки статора в процесі роботи генератора практично неможливий [12].

Викладене показує про необхідність розробок нових методів і засобів контролю місцевих вібрацій лобових частин обмоток і активної сталі статора. Перспективним напрямком досліджень можливостей контролю місцевих вібрацій, особливо важкодоступних конструктивних вузлів машин, є використання віброакустичних і віброоптичних методів [13].

Одним з важкодоступних вузлів є зубцева зона сердечника статора гідрогенератора. Підвищені вібрації зубцевої зони сердечника зазвичай виникають при ослабленні тиску пресування і розпушені листів активної сталі крайніх пакетів сердечника. При досить високих рівнях вібрації відбуваються зіткнення листів сталі між собою і разом з основною вимушеною вібрацією полюсної частоти (100 Гц) виникають вібрації із суцільним спектром частот, які можуть розглядатися як ознака распушення пакетів сердечника. Одним із способів контролю таких вібрацій є застосування п'єзоперетворювачів, що встановлюються на спинці сердечника статора. Щоб дізнатися про виявлення вібрацій пакетів зубцевої зони і визначення місць їх виникнення [11].

Альтернативним є напрям, заснований на системі сканування за допомогою спеціальних акустичних перетворювачів, встановлених на роторі, акустичного поля генератора, обумовленого підвищеним рівнем вібрацій листів активної сталі пакетів зубцевої зони сердечника статора. Основні труднощі цього напрямку пов'язані з необхідністю розробки чутливого акустичного перетворювача, здатного надійно працювати в умовах впливу постійних і змінних електромагнітних полів, вентиляційних потоків, відцентрових прискорень і биття вала генератора [12].

Часткові розряди

Одним з можливих напрямків контролю часткових розрядів в процесі роботи генератора є їх реєстрація за допомогою ємнісного або

трансформаторного відбору електромагнітних імпульсів на виводах і (або) нульовій шині обмотки статора гідрогенератора. При виникненні часткових розрядів небезпечної інтенсивності генератор зупиняють і визначають місця виникнення їх за допомогою електромагнітних датчиків [13].

Однак такий спосіб локалізації часткових розрядів пов'язаний з необхідністю досить тривалої зупинки генератора. Більш перспективним напрямком може виявитися контроль часткових розрядів за допомогою радіотелеметричних пристроїв. Антена реєстратора часткових розрядів встановлюється уздовж осі ротора між двома його сусідніми полюсами в повітряному зазорі генератора. При виникненні пазового розряду з'являються інтенсивні електромагнітні випромінювання. Антена, що обертається разом з ротором, дає можливість сканування електромагнітних полів сердечника статора. Шляхом спеціальної обробки ЕРС, отриманих радіоприймачем, виділяються шукані сигнали, характерні для пазових розрядів, і визначаються номери пазів, в яких виникли розряди. Розробку таких пристроїв доцільно виконувати в двох варіантах [14].

Перший з них може використовувати принцип диференціальної схеми включення електромагнітних датчиків, які послідовно встановлюються в кожному пазу статора по кінцях закладених в них стрижнів обмотки. У цьому випадку на роторі встановлюється антенний пристрій, що складається з двох антен в нижній і верхній частинах ротора, що виконують функції електромагнітних датчиків.

Другий варіант заснований на тому, що при виникненні пазових розрядів в спектрі частот їх випромінювань існує така складова електромагнітних коливань, яка при поширенні уздовж паза сердечника багаторазово відбивається від його кінців. В цьому випадку антена, розташована уздовж осі ротора і налаштована на частоту зазначеної складової, виділяє ЕРС шуканого сигналу при проходженні повз паз, в стрижні якого виник пазовий розряд [1].

Радіотехнічні системи можуть дати можливість виявлення електромагнітних випромінювань і при дефектах контактних з'єднань обмотки статора і ротора, а також ланцюгів тиристорного збудження. Створення зазначених вище та інших можливих методів і засобів діагностики вимагає проведення досліджень, що мають в значній мірі пошуковий характер. У разі їх успішного закінчення область застосування розроблених методів і засобів діагностики повинна бути встановлена після перевірки дослідних зразків пристроїв в умовах тривалої експлуатації гідрогенератора [2].

Викладене показує, що однією з головних проблем створення АСТД потужних генераторів є розробка сучасних засобів діагностування, насамперед вбудованих, що розширюють діагностичні можливості системи централізованого контролю генераторів і дозволяють виявляти дефекти на ранніх стадіях виникнення. У зв'язку з цим виникає необхідність виконання комплексу НДР і ДКР для розробки, випуску та впровадження в експлуатацію необхідних коштів діагностування генераторів [3].

Слід зауважити, що будь-який вбудований засіб діагностування може бути використано, як зовнішній при випробуваннях. Засоби діагностування доцільно встановлювати в генераторі незалежно від його технічного стану. Решта вбудованих засобів діагностування можуть встановлюватися в генераторі в залежності від зміни його технічного стану [11].

Рішення загальної задачі діагностики – оцінці технічного стану об'єкта – пов'язане з такими труднощами, як:

- невизначеність повної сукупності параметрів оцінки стану об'єкта і, як наслідок, відсутність інтегрального критерію;
- велика кількість факторів, що впливають на стан об'єкта, в тому числі і таких, які не мають кількісного виразу, складний зв'язок між впливаючими факторами, часто неявний і неоднозначний, важко формалізується, погано структурований;

- недостатність інформації про параметри стану об'єкта і впливаючі фактори;
- залежність встановлення діагнозу і вироблення рішення від досвіду, кваліфікації та інтуїції персоналу.

Дані особливості обмежують можливості традиційних систем технічної діагностики, що базуються зазвичай на формальних алгоритмах, і роблять природним застосування технології експертних систем, що використовують евристичні знання, в тому числі особистий досвід висококваліфікованих фахівців [16].

Експертні системи (ЕС) представляють собою спеціальні програмні комплекси, що дозволяють в зручній формі представити необхідні знання про діагностику і логіку експерта при діагностуванні та виробленні рекомендацій.

ЕС відносяться до нових інформаційних технологій, вони розробляються і практично використовуються в енергетиці багатьох країн, в тому числі і для задач діагностики електрообладнання. Застосування ЕС визначає економічний ефект за двома основними напрямками: за рахунок раннього виявлення дефектів і попередження розвитку аварії і за рахунок можливості відмови від жорсткого регламентування профілактичних робіт, в тому числі поточних ремонтів, і переходу на проведення їх стану об'єкта, що діагностується. Найбільший ефект можливий, якщо ЕС буде стежити за станом всього устаткування енергоблоку [12].

1.3 Огляд розробок в області систем діагностики гідрогенераторів

Системи безперервного контролю і діагностики створювалися для збільшення терміну роботи гідрогенераторів за рахунок безперервного моніторингу ряду параметрів генераторів, аналізу зчитуємих з датчиків системи інформації, раннього діагностування несправностей, видачі

рекомендацій технічному персоналу, спрямованих на коригування режиму і виконання робіт з технічного обслуговування і ремонту [16].

Діагностична система контролює:

- параметри електричного режиму;
- тепловий стан гідрогенератора як електричної машини та її допоміжного обладнання;
- вібрації корпусів підшипників;
- час спрацьовування виконавчих механізмів при пуску і зупинці генератора і інші параметри в залежності від конкретного призначення.

На підставі аналізу зібраної інформації діагностуються наступні несправності:

- часткові розряди в обмотці статора;
- несправності в системі охолодження обмоток і сердечника статора несправності в системі змащення і охолодження підшипників;
- підвищена вібрація напрямних підшипників, вала турбіни, направляючого апарату.

Зародження експертних діагностичних систем починалося з появи обмежених систем контролю стану гідрогенератора [18].

Прикладами є:

1. Універсальна система вібраційного стану гідроагрегату VIMOS (Швеція).
2. Універсальна вібродіагностична система MCM (Machine Condition Monitoring), яка використовує порівняно недорогу апаратуру.
3. Система контролю часткових розрядів в обмотці статора PDM (Partial Discharge Monitor).

Експертні системи гідрогенераторів з'явилися на Заході дещо раніше, ніж у нас. Одна з перших діагностичних експертних систем GEMS була створена Інститутом електроенергетики США EPRI в 1980 р. Надалі корпорація NYRA ініціює науково-дослідні роботи з метою створення експертної системи для гідрогенераторів. В цей час створюється експертна

діагностична система ACMS (Advances Condition Monitoring System) і відповідне програмне забезпечення, яке працює під контролем операційної системи G2. Однак інтерфейс між частинами системи не був остаточно відпрацьований. Проте її основні елементи увійшли через кілька років в систему контролю і моніторингу System 1. У наступні кілька років зусиллями NewYork Power Authority, Iris Power GE's Bently Network створюється потужна експертна діагностична система гідрогенераторів HydroX, що працює на базі керуючої комп'ютерної системи System 1. На рис 1.2 приведена структурна схема даної системи, встановленої на гідрогенераторах корпорації Bentley Nevada [20].

System 1 – дистрибутивний програмний продукт, заснований на технології SQL Server (SQL – структуровані запити даних). Складається з наступних основних блоків:

1. Система збору даних з віддалених місць.
2. Система моніторингу.
3. Експертна база знань – «HydroXRulepak».

4 Автоматизована система розвитку і внутрисистемного тестування нових елементів, що надходять до бази знань (за допомогою вбудованої системи штучного інтелекту).

5. Система користувальницького інтерфейсу для технічного персоналу.

При постановці остаточного діагнозу беруть участь всі відділи експертної бази знань. Процес розвитку системи проходить в двох напрямках. На верхньому, керуючому рівні єдиними прийняті об'єктно орієнтовані мови високого рівня C++ і Java [10]. У самій базі знань основною програмною конструкцією, що полегшує видачу конкретного діагнозу, є конструкція IF THEN. Наявність даних програмних конструкцій найбільш зручно для процесу виявлення конкретного дефекту.

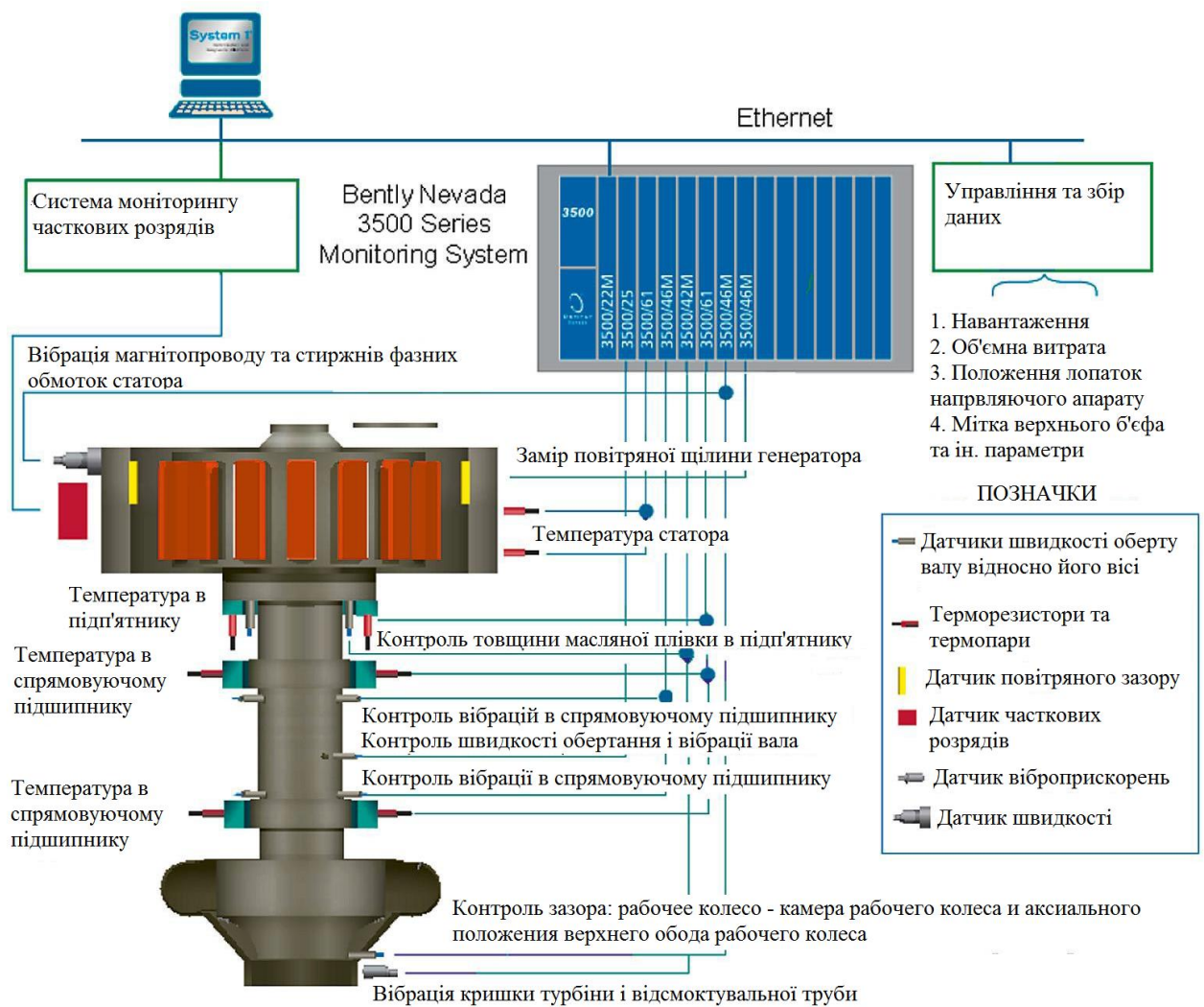


Рисунок 1.2 – Структурна схема елементів системи моніторингу System 1

Однією з таких програмних систем є австралійська керуюча комп'ютерна система Level5 Object, що входить до складу експертної системи [11].

До найбільших експертних діагностичних системам слід віднести і експертну систему контролю і діагностики HTGS – Hydro Turbine Generator Sets, використовувану на ГЕС Gezhouba Hydro Power Plant (КНР) [11]. Однією з відмінних сторін даної системи є наявність спеціального програмного забезпечення, що моделює процеси, які протікають в гідрогенераторів – турбіни. Це дозволяє порівняти з відповідними показники нормального режиму роботи обладнання та показники датчиків, що вказують на розвиток деякого дефекту [15].

Всі можливі режими роботи гідрогенератора з турбіною (робочий, перехідний, неробочий) описуються набором структурних елементів з залученням мереж Петрі, що дозволяє з достатньою точністю ідентифікувати збої в роботі гідрогенератора [9].

Прикладом системи, здатної вирішити перераховані завдання, є система контролю і діагностики параметрів турбо- і гідрогенераторів СТК-ЕР виробництва НПФ «Ракурс» [12].

Програмно-технічний комплекс технологічного моніторингу параметрів турбо- і гідрогенераторів і їх допоміжних систем СТК-ЕР здійснює вимір заданого набору технологічних параметрів:

- температури активних частин, підшипників, охолоджувальних середовищ;
- електричних величин;
- параметрів вологості повітря і інших параметрів.

Система також перевіряє знаходження цих параметрів в межах заданого діапазону з видачею відповідних сигналів і повідомлень, якщо мають місце відхилення від цього діапазону. У разі збою або відмови вимірювальних пристроїв і засобів контролю в роботі генератора, або допоміжного обладнання самої системи СТК-ЕР, також видається відповідне повідомлення [4]. Система СТК-ЕР дозволяє вирішувати наступні експлуатаційні та діагностичні завдання:

1. Проводити моніторинг генератора з видачею мнемосхем, таблиць параметрів, графіків залежності параметрів від часу, діаграми потужності та іншої оперативної інформації.

2. Забезпечувати введення або коригування параметрів вимірювальних каналів: діапазон виміру по кожному параметру або групі параметрів, вводити і виводити з обробки оброблювані параметри генератора з терміналу системи без порушення процесу контролю і діагностування та ін. При цьому всі процедури введення захищені від несанкціонованого доступу.

3. Проводити автоматизоване калібрування вимірювальних каналів.

4. Прогнозувати аварійні ситуації і видавати сигнали і рекомендації по їх ліквідації.

5. Забезпечувати вироблення керуючих впливів по реалізації технологічного захисту агрегату.

6. Виконувати діагностичні алгоритми, а також проводити спеціальну математичну обробку параметрів і накопичення статистичних даних по надійності, умовам експлуатації і визначення ресурсу генератора.

7. Виконувати операції з контролю та управління робочими і пусковими процесами генератора та його допоміжних систем відповідно до заданих алгоритмів.

8. Створювати архів накопичених даних, включаючи технологічні параметри генератора, відхилень від нормального режиму роботи генератора і його допоміжних систем, відхилень від нормального режиму вимірювальних засобів, електронних блоків, комунікацій і програмного забезпечення СТК-ЕР, а також проводити фіксацію збоїв і відмов окремих вимірювальних каналів з метою узагальнення досвіду експлуатації агрегату.

9. Проводити контроль метрологічної достовірності результатів роботи СТК-ЕР [2].

До складу розширених конфігурацій СТК-ЕР можуть входити:

- підсистема моніторингу вібрації елементів статора;
- підсистема моніторингу електричного опору ізоляції ротора;
- підсистема моніторингу виткових замикань в обмотці ротора турбогенератора;
- підсистема моніторинга зволоження високовольної ізоляції міжфазних зон обмотки статора;
- підсистема температурної діагностики турбогенераторів з водяним охолодженням.

Також розроблені ЕС діагностики гідрогенераторів, програмне забезпечення яких базується на оболонці програмного комплексу ЕСКОНТ з

закінченими функціональними блоками, що відображають специфіку процедури діагностування та прийняття рішень (рис. 1.3) [5].

Відмінними рисами оболонки ЕСКОНТ є:

- використання універсального банку даних для великого масиву інформації та перекачування даних з цього банку в базу знань;
- одночасне використання документальної інформації, що вводиться вручну в банк даних, і вимірювальної інформації, що вводиться в ЕС автоматично від системи оперативного контролю об'єкта в реальному масштабі часу;
- наявність безлічі баз знань і баз правил, кількість яких визначається набором технологічних завдань, що обслуговуються даною ЕС;
- наявність банку технологічних завдань і блоку вибору завдань, що виконує розпізнавання інформації, класифікацію цієї інформації за належністю до вирішуваних технологічних завдань;
- наявність блоків аналізу достатності інформації для вибору завдання, встановлення діагнозу та прийняття рішення.

Експертна, система ВІБРЕКС для вібраційної діагностики гідроагрегатів є прикладом реалізації концепції оболонки ЕСКОНТА і може поєднуватися зі стаціонарною або вібровимірювальною системою. При виробленні рекомендацій в ЕС використовуються три види інформації [16]: вхідні параметри системи оперативного контролю, вихідні дані математичних моделей і документальна інформація про «історії життя» об'єкта. Типовий обсяг параметрів контролю, прийнятий для системи ВІБРЕКС, включає в себе значення вібрацій всіх основних вузлів гідроагрегату, биття валопровода і допоміжні величини, необхідні для аналізу вібраційного стану. Алгоритми, закладені в систему ВІБРЕКС, дозволяють діагностувати такі несправності гідрогенератора, турбіни і опорних вузлів гідроагрегату:

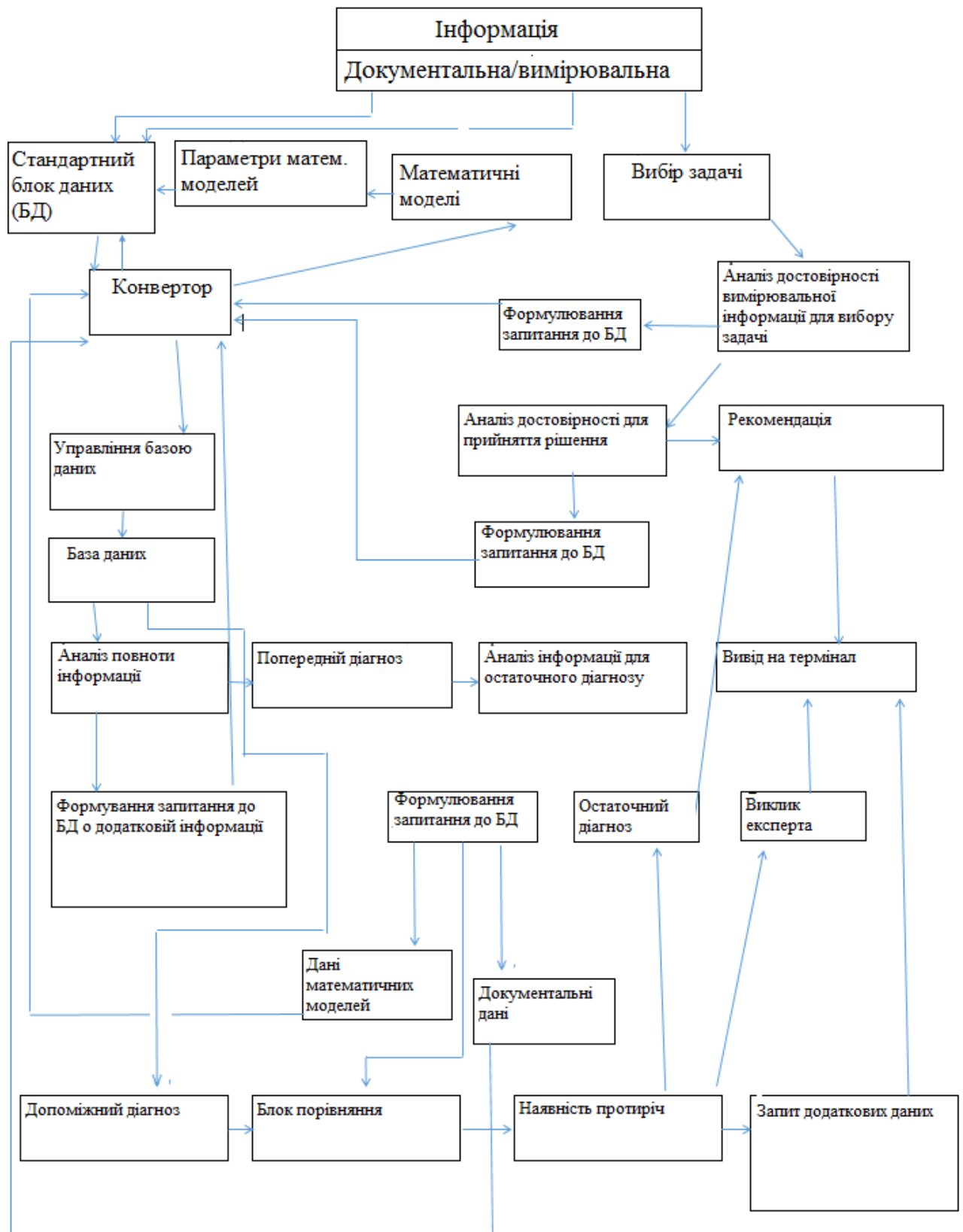


Рисунок 1.3 – Функціональна схема системи діагностики ЕСКОНТ

- ослаблення і обриви кріплень лобових частин обмотки статора;
- резонансне коливання сердечника статора при несиметричних навантаженнях;
- електричний і механічний небаланси ротора генератора;
- збільшення зазорів в генераторному підшипнику;
- підвищення хвилястості дзеркальної поверхні диска під'ятника;
- перелом у фланцевому з'єднанні надставки вала і ротора генератора;
- неперпендикулярність площині п'яти до осі вала агрегату;
- механічний небаланс робочого колеса турбіни і ряд інших несправностей.

Процес діагностики обладнання електростанцій здійснюється наступним чином [14]:

1. Система оперативного контролю та діагностики проводить аналіз і обробку інформації, отриманої від вимірювальних приладів і датчиків. При відхиленні параметрів від норми і необхідності глибокого аналізу ситуації, що виникла, вводиться в дію експертна система.

2. Експертна система за допомогою метаправил, закладених в механізмі логічного висновку, знань про процес функціонування і причинно-наслідкових зв'язках між підпроцесами і елементами об'єкта діагностики, записаних в базі знань, шляхом перевірки і оцінки технічних станів вузлів, елементів здійснює локалізацію місця виникнення дефекту. При необхідності ЕС використовує відповідні математичні моделі для ідентифікації дефектів і оцінки технічного стану підозрілих елементів [11].

Запропонована методика для формального опису процесу функціонування досліджуваного об'єкта і формування бази знань експертної системи реалізована в експертній системі управління гідроагрегатом ГЕС і в прототипній експертній системі контролю і діагностики стану гідротехнічних споруд ГЕС [12].

Експертна система фірми Hitachi – для визначення ступеня старіння ізоляції – базується на кількісній оцінці залишкового терміну служби термореактивної ізоляції обмотки статора на основі прискорених випробуваннях на старіння, а також аналізу результатів діагностичних вимірів на конкретній машині. Точність прогнозу збільшується з урахуванням результатів обстеження, розрахунків втоми й зносу, аналізу передісторії експлуатації для всіх окремих видів вузлів гідрогенератора, які закладаються в базу знань [14].

Однією з найбільш досконалих є централізована система діагностичного обслуговування фірми «Вестінгауз» (США) Техаської енергосистеми. Система обслуговує 15 турбогенераторів на двох ТЕС і одній АЕС, причому діагностується кілька сотень потенційних дефектів. На кожній електростанції існує центр по збору та обробці інформації, що надходить від агрегатної системи експлуатаційного контролю з виходом на місцевий термінал і пристроєм зв'язку з єдиним діагностичним центром. Для діагностування, прогнозування розвитку дефектів і вироблення рекомендацій використовуються експертна система і фахівці діагностичного центру, коригуючі рішення ЕС і нарощують її базу правил. За рахунок використання діагностичного обслуговування коефіцієнт вимушених простоїв контрольованих агрегатів знизився з 3,3% до 0,15% [13].

Таким чином, продовження терміну служби генераторів можливо за рахунок впровадження ефективних методів і засобів контролю та виявлення дефектів на ранній стадії розвитку, використання типових програм комплексного обстеження на працездатність, методів постановки діагнозу і вироблення рішення про подальшу експлуатацію машини за допомогою експертних систем [17].

За кордоном освоєні і інші методи:

- вимір високочастотних розрядів, надійно виявляє дефекти ізоляції стрижнів і струмоведучих частин;

- визначення щільності закліновких стрижнів статора в пазу за допомогою пристрою, що складається з бойка з електромагнітним приводом і аналізатора шумів, що виникають при ударах;
- перевірка зусилля пресування сталі сердечника статора, вироблена пристроєм, схожим зі штангенциркулем, який вводиться в розточення статора і охоплює через вентиляційні канали окремі пакети сталі;
- контроль стану сердечника статора при малих значеннях індукції.

В даний час фірма Adwel Industries (Англія) випускає широко використовувані в світі портативні пристрої контролю сердечника статора E1CID (електромагнітний детектор дефектів сердечника). При цьому контролі намагнічувана обмотка створює в осерді магнітний потік з індукцією порядку $0,1 \div 0,2$ Тл. Контур струму, циркулюючого при замиканні окремих пластин сердечника через стягну призму і місце замикання, викликає потік розсіювання, що фіксується вимірювальною котушкою [13].

Для намагнічування допоміжного накладного ярма з намотаною на нього котушкою збудження магнітного потоку використовується методика з порушенням тільки частини сердечника статора. Дефект виявляє себе зміною потоку розсіювання, яке виявляється схемою компенсації за величиною і фазою протікання в індикаторній котушці струму [19].

Така методика зменшує час обстеження гідрогенератора до однієї зміни, а споживану потужність – на три порядки.

Обстеження генераторів з метою визначення їх працездатності доповнюються результатами безперервного контролю їх стану в роботі. Контроль пазових і часткових розрядів виявляє ослаблення кріплень обмоток в пазу, погіршення стану напівпровідникового покриття, розшарування ізоляції. Широке поширення за кордоном отримав аналізатор часткових розрядів, що випускається в Канаді фірмою FES International. Для вимірювання часткових розрядів використовуються ємнісні датчики, що розміщуються як на лобових частинах обмотки, так і в пазах [15].

Перегрів обмотки під час роботи контролюється штатними технологічними засобами, які враховують, наприклад, різницю в теплових характеристиках різних частин обмоток і сердечника і використовують групування точок контролю за зонами аналогічних теплових характеристик або різницю в динаміці нагріву різних точок для підвищення інформативності вимірювань [6].

Контроль повітряного зазору виявляє дуже небезпечні дефекти, які можуть призвести до аварій з зачіпанням ротора за статор, з руйнуванням обмоток, сталі статора і полюсів. Для цього використовуються як оптичні, так і ємнісні датчики фірми Vibro-Meter (Канада). В даний час ємнісні датчики встановлені більш ніж на 70 гідрогенераторах Канади і США (максимальне число датчиків на одній машині – 12).

Найбільш надійним способом безперервного контролю стану багатьох вузлів гідроагрегату є вимір вібрації. Відомо, що близько 90% дефектів в гідроагрегатах виникають через механічні впливи і можуть бути виявлені при вимірах вібрації. Зокрема, таким чином визначається стан кріплення обмотки в пазах і лобових частинах [7].

В даний час найскладніший з пристроїв безперервного контролю – скануюча система, розроблена в США. Для виявлення місцевих нагрівів статора в цій системі використовується лінійка термоелектричних датчиків, встановлена на роторі в міжполюсному просторі так, щоб постійно сканувати поверхню розточення статора [8].

Повітряний зазор вимірюється двома індуктивно пов'язаними котушками, закріпленими в зазорі. У зазорі визначається також обертаєма складова магнітного поля, що виявляє замикання витків в котушках статора. Крім того, вимірюються складові магнітного поля по всіх трьох осях. При цьому використовуються датчики Холла [9].

Для виявлення послаблення клинів, лобових частин, вібрації сердечника статора служать три акустичних датчика – мікрофона. Вібрація ротора вимірюється за допомогою датчика прискорення, змонтованого в

блоці датчиків міжполюсного простору. Там же розміщено пристрій живлення датчиків і мікрохвильовий передавач або вводи оптичної телеметричної системи, за допомогою яких дані передаються з ротора на статор.

Крім того, система контролює температуру повітря в зазорі, роботу підшипників, щіткового контактного апарату, ККД турбіни, появу кавітаційних явищ в ній [11].

У вітчизняній енергетиці можна відзначити локальну систему діагностичного обслуговування гідрогенераторів ДніпроГЕС. Лабораторія технічної діагностики функціонує з 1972 року і в плановому порядку вирішує різні діагностичні завдання, в тому числі здійснює вібраційну діагностику обмотки і осердя статора, виявляє закупорки порожнистих елементарних провідників стержнів обмотки статора, оцінює тепловий стан за даними штатної установки СТК-400 і колірних термоіндикаторів, поповнює банки діагностичних даних. У лабораторії освоюються нові діагностичні методи, зокрема методи для хроматографічного аналізу газовиділяючих термоіндикаторів, впроваджується установка контролю перегріву на основі іонізаційної камери. Рекомендації лабораторії технічної діагностики враховуються при плануванні ремонтів. Але досвід ДніпроГЕС залишається до певної міри унікальним [11].

Розроблені останніми роками способи виявлення дефектів основних вузлів на ранній стадії їх розвитку без повного розбирання машини представлені у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Способи виявлення дефектів гідрогенераторів

Перелік дефектів	Способи виявлення дефектів у гідрогенераторі
Зміщення статора	Вимірювання температури
Розцентрування підп'ятника	напрямних підшипників
Зношування підшипників	Контроль вібрації

Послаблення болтів корпусу підп'ятника Виткове замикання в роторі Подвійне замикання на землю в ротор Ексцентриситет ротора Спотворення форми ротора	напрямних підшипників
Зношування підшипників Виткове замикання в роторі Подвійне замикання на землю в ротор Ексцентриситет ротора Спотворення форми ротора	Контроль вібрації валу
Ослаблення кріплення стрижнів статора Ослаблення пресування сердечника Витріщення пластин сталі	Визначення та аналіз вібрації
Зношування підшипників	Визначення якості мастила
Ослаблення пресування сердечника Витріщення пластин сталі Зношування підшипників Ослаблення демпферної обмотки	Вимірювання рівня шумів
Деформація статора Зміщення статора Зношування підшипників Розцентрування підп'ятника	Контроль повітряного зазору щодо ротора
Розцентрування підп'ятника	Вимірювання температури

	підп'ятника
Знос напівпровідного шару обмотки Ослаблення кріплення стрижнів статора	Вимірювання часткових розрядів

Одним з основних факторів, що визначають надійну експлуатацію гідроагрегатів, є величина і характер вібрації агрегату в цілому та окремих його вузлів. Підвищені рівні вібрації гідроагрегатів є одним із ознак різних несправностей їх конструктивних вузлів, які за свого розвитку ведуть до зниження показників експлуатаційної надійності агрегатів. Вібраційні випробування та моніторинг стану гідроагрегатів у процесі експлуатації – найважливіший елемент системи організації технічного обслуговування та ремонту обладнання. Підвищена вібрація конструктивних вузлів гідроагрегатів викликає погіршення експлуатаційних властивостей обладнання за рахунок ослаблення кріплень, утворення зон втомних руйнувань у металі та зварних швах, пошкоджень робочих коліс гідротурбін, перегріву та підвищеного зносу напрямних підшипників, пошкоджень вузлів кріплення сердечника статора генератора, порушення ізоляції та пробоїв обмоток статора, ослаблення пресування осердя статора і т.д. Крім пошкоджень, спричинених безпосередньо вібрацією, можлива поява пошкоджень, що виникають через електричні, теплові та інші процеси, які можуть бути наслідком підвищених вібрацій.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

У першому розділі магістреської роботи було проведено огляд існуючих систем діагностики гідрогенераторів, обґрунтовано актуальність застосування систем діагностики запропоновані методи діагностики стану гідрогенераторів. Крім того, в розділі проведено огляд розробок в області систем діагностики гідрогенераторів.

РОЗДІЛ 2. СИСТЕМА СТАТИСТИЧНОГО АНАЛІЗУ ТА КОНТРОЛЮ СТАБІЛЬНОСТІ ВІБРАЦІЙ ГІДРОАГРЕГАТУ

Аварійні ситуації на гідроагрегатах можуть привести до перебоїв у виробництві електроенергії і нанести шкоду персоналу і навколишньому середовищу. Причиною подібних подій часто є вібрації. Один з напрямків підвищення ефективності управління гідроагрегатом і виключення таких ситуацій пов'язаний з можливістю раннього попередження про передбачувану аварію шляхом прогнозування стану агрегату по безлічі його характеристик, зокрема, по вібраціям [14].

Система вібромониторинга гідроагрегату включає контрольовані характеристики – свідчення розподіленої мережі інтелектуальних датчиків відносної і абсолютної вібрацій, а також датчиків вимірювання швидкості обертання валу [11]. Ці датчики призначені для роботи в складі системи управління гідроагрегатом. Датчики об'єднуються в єдину локальну мережу для передачі даних про параметри вібрацій в систему управління.

Характеристики вібрацій в різних зонах гідроагрегату можуть бути взаємопов'язані і утворюють систему часових рядів. Можна побудувати відповідні математичні моделі як в режимі запуску агрегату, так і в режимі роботи в мережі. На базі цих моделей можливі прогнозування змін характеристик агрегату і виявлення порушень процесу до того, як контрольовані параметри перевищили граничні значення [12, 13].

У режимі роботи в мережі за умови стаціонарної роботи агрегату для оцінки стабільності процесу можуть бути використані алгоритми багатовимірного статистичного контролю, аналогічні вживаним при контролі багатопараметричних технологічних процесів [14, 15]. Такий підхід забезпечує раннє виявлення порушень процесу статистичними методами і своєчасне прийняття управляючих впливів.

2.1 Розробка методики аналізу та контролю стабільності вібрацій

Для обробки інформації і розробки методики аналізу та контролю стабільності вібрацій використовувалися результати записів показників в системі управління гідроагрегатом на ДніпроГЕС в режимі роботи в мережі, при якому контрольовані показники повинні бути стабільними. Проводився моніторинг биття валів і вібрацій гідроагрегату з періодичністю два вимірювання в секунду. Процес визначається десятьма показниками: X_1 - X_2 – вібрації нижнього генераторного підшипника верхнього б'єфу і на правому березі; X_3 - X_4 – відповідні вібрації верхнього генераторного підшипника; X_5 - X_6 – бій вала гідротурбіни, нижній б'єф і правий берег відповідно; X_7 - X_8 – бій вала гідрогенератора; X_9 - X_{10} – вібрації кришки гідротурбіни [13].

На рис 2.1 показана схема системи управління гідроагрегатом. Дані по вібраціям від гідроагрегату надходять через стійку віброконтроля на сервер збору даних і в вигляді дискретного сигналу в режимі реального часу на стійку управління гідроагрегатом, за допомогою якої змінюється навантаження або відбувається зупинка агрегату.

Для виявлення ділянок усталеною (стаціонарної) роботи гідроагрегату вібрації усереднювалися за часом і візуалізувалися. На рис. 2.2, як приклад, показані вібрації при усередненні даних по 10 сек. Початкова частина ділянки стабільної роботи (25-30 усереднених даних) використовується для оцінки характеристик процесу: середнього рівня, розсіювання, кореляцій, положення контрольних меж [12].

Статистичний контроль багатопараметричного процесу передбачає виділення з безлічі контрольованих показників груп корельованих параметрів: для них необхідне застосування багатовимірних методів, заснованих на алгоритмі Хотеллінга [15, 16]. Крім того, статистичний контроль орієнтований на нормально розподілені дані, проте, маючи на увазі великий обсяг вимірювань і усереднення даних, в умовах розглянутої задачі ця обставина може не враховуватися.

2.2 Попередній аналіз даних та статистичний контроль незалежних показників

Для аналізу взаємозв'язків між контрольованими показниками будувалася кореляційна матриця і перевірялася значимість кореляцій за критерієм Стюдента. Кореляційна матриця показана на рис. 2.3, значимі кореляції виділені жирним шрифтом. Мають місце значуща негативна кореляція $r = -0,81$ між показниками X_5 і X_7 (боєм валів гідрогенератора і гідротурбіни на нижньому б'єфі) і позитивна кореляція $r = 0,61$ між X_6 і X_8 (аналогічними показниками на правому березі). Слід зазначити, що кореляції залежать від того, як проводиться усереднення даних (на рис.2.3 наведені дані при усередненні по 10 сек.) [10].

	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8	X_9	X_{10}
X_1	1									
X_2	-0,01	1								
X_3	-0,14	-0,03	1							
X_4	-0,18	-0,01	0,10	1						
X_5	-0,01	-0,02	0,15	-0,17	1					
X_6	0,03	0,38	-0,02	0,10	0,12	1				
X_7	-0,07	0,10	-0,20	0,35	-0,81	-0,07	1			
X_8	0,03	0,44	-0,12	0,22	-0,13	0,61	0,31	1		
X_9	-0,06	0,14	0,05	0,18	-0,24	0,09	0,31	0,20	1	
X_{10}	-0,01	0,04	-0,08	0,18	-0,10	0,05	0,22	0,09	0,21	1

Рисунок 2.3 – Кореляційна матриця (виділені значимі кореляції)

Аналіз кореляційної матриці показує, що контрольовані показники можна розділити на дві групи:

1. Незалежні показники X_1 - X_4 і X_9 - X_{10} . Для контролю цих шести показників можуть бути використані стандартні карти Шухарта для середніх значень і стандартних відхилень.

2. Попарно корельовані показники X_5 - X_7 , X_6 - X_8 . Ці дві пари показників слід контролювати по стабільності середнього рівня з

використанням карт Хотеллінга, а по контролю розсіювання – карт узагальненої дисперсії.

Контрольні карти Шухарта для показника X_1 (вібрації нижнього генераторного підшипника верхнього б'єфу), побудовані в системі Statistica на етапі аналізу для 30 вибірок [17], показані на рис. 2.4. Видно, що процес стабільний: немає виходів контрольованих значень за межі ні на одній з карт. Отримані значення середнього рівня процесу, середнього розмаху і контрольних меж можуть бути використані для подальшого моніторингу процесу за цим показником. Подібні карти були побудовані і для інших незалежних показників.

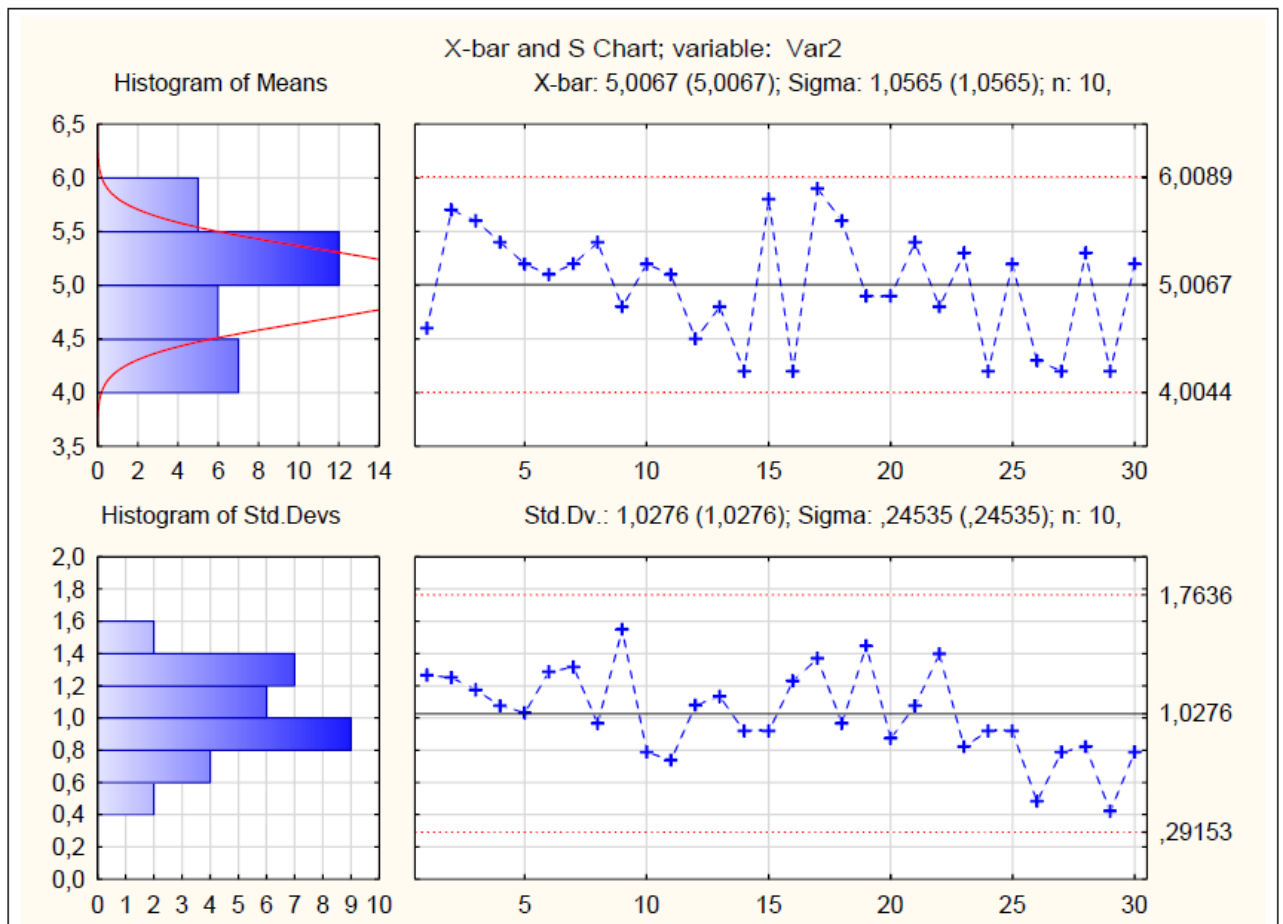


Рисунок 1.4 – Карти Шухарта для середніх значень і стандартних відхилень по показнику X_1

При моніторингу процесу для оцінки стабільності вібрацій, крім виходів точок за межі відповідних довірчих інтервалів, використовувалися й інші критерії, пов'язані з наявністю так званих не випадкових структур: наявність 9 точок поспіль по одну сторону від центральної лінії, 6 зростаючих або спадаючих точок поспіль (тренд), 14 позмінно зростаючих і спадаючих точок та інших [4].

Багатомірний контроль середнього рівня процесу

Статистичний контроль корельованих показників, як і незалежних, може проводитися за середнім рівнем вібрацій і їх розсіювання. Для контролю середнього рівня багатопараметричного процесу використовується алгоритм Хотеллінга, а багатовимірне розсіювання характеризується узагальненою дисперсією – визначником коваріаційної матриці [16, 18].

На етапі аналізу процесу в умовах його стабільності за результатами дослідження 30 вибірок для кожної групи корельованих показників (в даному процесі таких груп дві: X_5 - X_7 і X_6 - X_8) оцінюються такі показники:

– вектор середніх $\mu_0 = (\mu_1, \dots, \mu_p)^T$,

$$\mu_j = \frac{1}{mn} \sum_{t=1}^m \sum_{i=1}^n x_{ijt} \quad (2.1)$$

де p – кількість контрольованих показників; m – кількість вибірок; n – обсяг вибірки; x_{ijt} – результат i -го спостереження за j -м показником в t -й вибірці;

– коваріаційна матриця, компоненти якої:

$$s_{jk} = \frac{1}{m(n-1)} \sum_{t=1}^m \sum_{i=1}^n (x_{ijt} - \mu_j)(x_{ikt} - \mu_k) \quad (2.2)$$

$j, k = 1, \dots, p$

Визначник цієї матриці використовується як оцінка цільової узагальненої дисперсії $|\Sigma_0|$.

– контрольні кордони для карт Хотеллінга та узагальненої дисперсії.

Положення контрольної межі карти Хотеллінга визначається формулою (2.3):

$$T_{kp}^2 = \frac{p(m-1)(n-1)}{mn-m-p+1} F_{1-\alpha}(p, mn-m-p+1) \quad (2.3)$$

де $F_{1-\alpha}(k_1, k_2)$ – квантиль F – розподілу Фішера з числами ступеней свободи в чисельнику k_1 , в знаменнику – k_2 порядку $1-\alpha$, α – значення рівня значимості (ймовірність ложної тревоги).

Верхня та нижня контрольні межі карти загальної дисперсії:

$$\left. \begin{matrix} UCL \\ LCL \end{matrix} \right\} = |\Sigma_0| (b_1 \pm 3\sqrt{b_2}) \quad (2.4)$$

Коефіцієнти b_1 і b_2 обчислюються по формулам:

$$b_1 = \frac{1}{(n-1)^p} \prod_{j=1}^p (n-j) \quad (2.5)$$

$$b_2 = \frac{1}{(n-1)^p} \prod_{j=1}^p (n-j) \left[\prod_{k=1}^p (n-k+2) - \prod_{k=1}^p (n-k) \right] \quad (2.6)$$

Якщо значення на нижній межі виявиться менше нуля, вона приймається рівною нулю.

Знайдені характеристики використовуються при подальшому моніторингу вібрацій. На рис. 2.5 показана карта Хотеллінга при моніторингу

групи показників X_5 - X_7 : на даному етапі спостережень має місце викид за контрольну межу у вибірці 13.

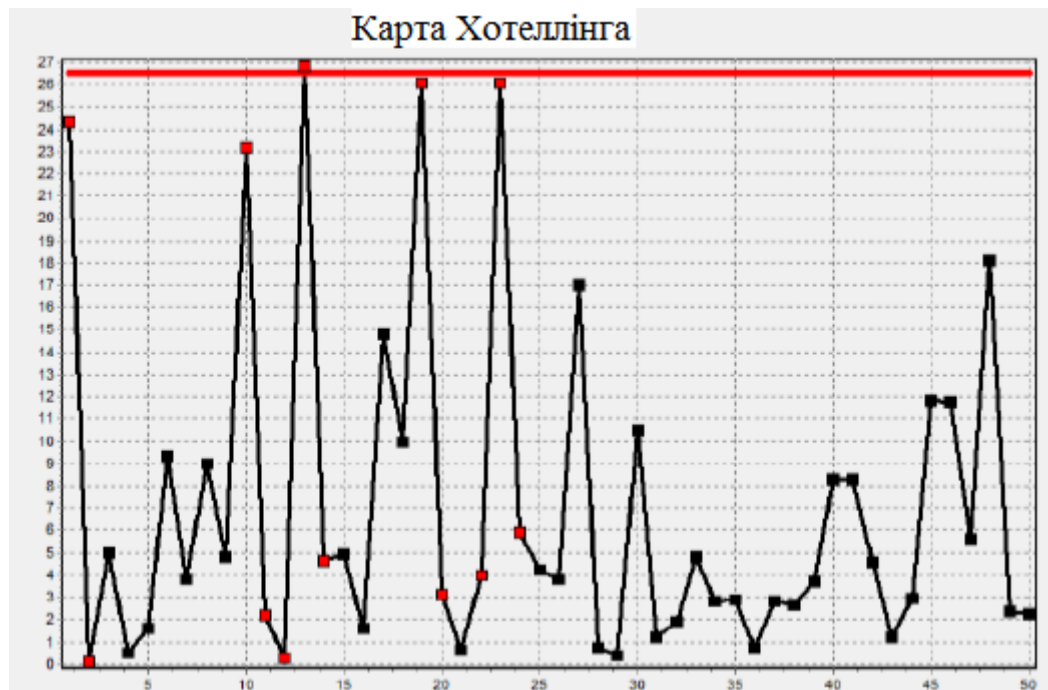


Рисунок 1.5 – Карта Хотеллінга при моніторингу групи показників X_5 - X_7

Можливі порушення процесу аналізувалися також на наявність не випадкових структур (тренд, циклічність, наближення до осі абсцис або контрольної межі, різкі скачки), а також з використанням попереджаючої межі [19]. Були виявлені різкі скачки в вибірках 1-2, 10-11, 12-13-14, 19-20 і 22-23-24, свідчать про можливе порушення процесу.

Зауважимо, що ці скачки, як і вихід точки за контрольну межу, свідчать про порушення статистичної стабільності середнього рівня процесу по групі показників X_5 - X_7 , але не про вихід відповідних характеристик за межі допустимих значень. Прийняття необхідних заходів управлінського впливу забезпечить стабілізацію процесу.

Одночасно проводився і моніторинг багатовимірною розсіювання за цими ж групами показників. На рис. 2.6 показана карта узагальненої дисперсії, отримана для тієї ж групи показників X_5 - X_7 в той же час, що і

карта Хотеллінга (рис. 5). Ця карта свідчить про стабільність процесу за критерієм багатовимірного розсіювання.

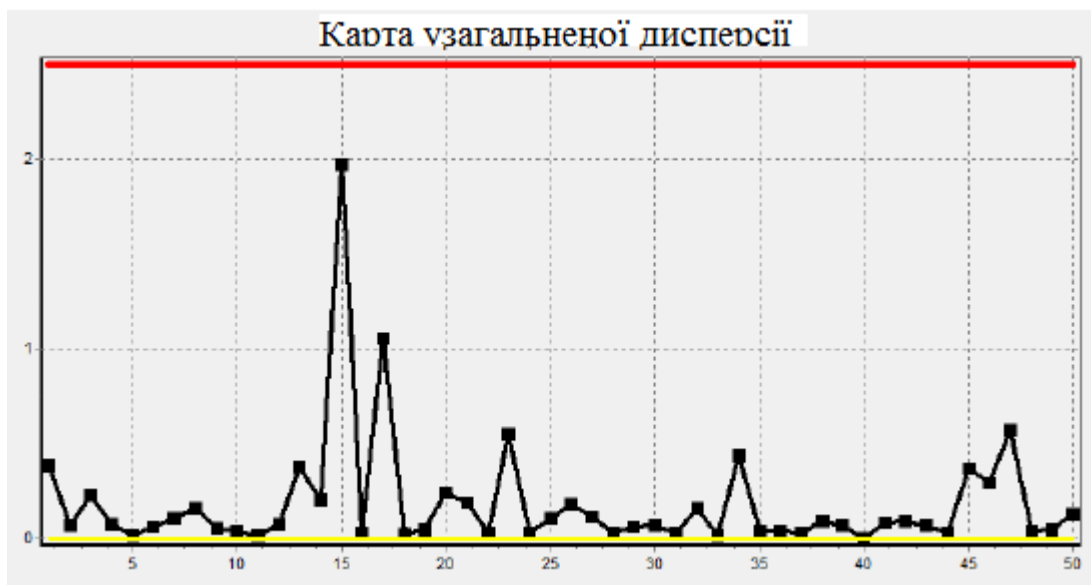


Рисунок 2.6 – Карта узагальненої дисперсії при моніторингу групи показників X_5 - X_7

2.3 Структура системи статистичного аналізу і контролю стабільності вібрацій гідроагрегату

Система (структурна схема представлена на рис. 2.7) призначена для аналізу і контролю вібрацій гідроагрегату при його стаціонарній роботі в мережі з метою своєчасного виявлення порушень стабільності і запобігання виходу вібрацій за допустимі межі. Система включає три програми [11].

Програма для попереднього аналізу показань інтелектуальних датчиків контролю вібрацій дає можливість усереднити і візуалізувати свідчення, оцінити корельованість між показниками різних датчиків і розділити їх на групи незалежних і корельованих з метою подальшого статистичного контролю. Інтерфейс програми на етапі усереднення даних, графіки вібрацій (рис. 2.2) побудовані в цій же програмі [8].

Програма контролю стабільності вібрацій по незалежним показникам призначена для аналізу і моніторингу процесу з використанням карт Шухарта

для середніх значень і стандартних відхилень. На етапі аналізу за представленою вибіркою результатів спостережень оцінюються середнє значення і середнє стандартне відхилення, визначається положення центральних ліній і контрольних меж на картах, які в подальшому використовуються при моніторингу процесу. На етапі моніторингу також виявляються не випадкові структури, поява яких може свідчити про порушення стабільності процесу [5].

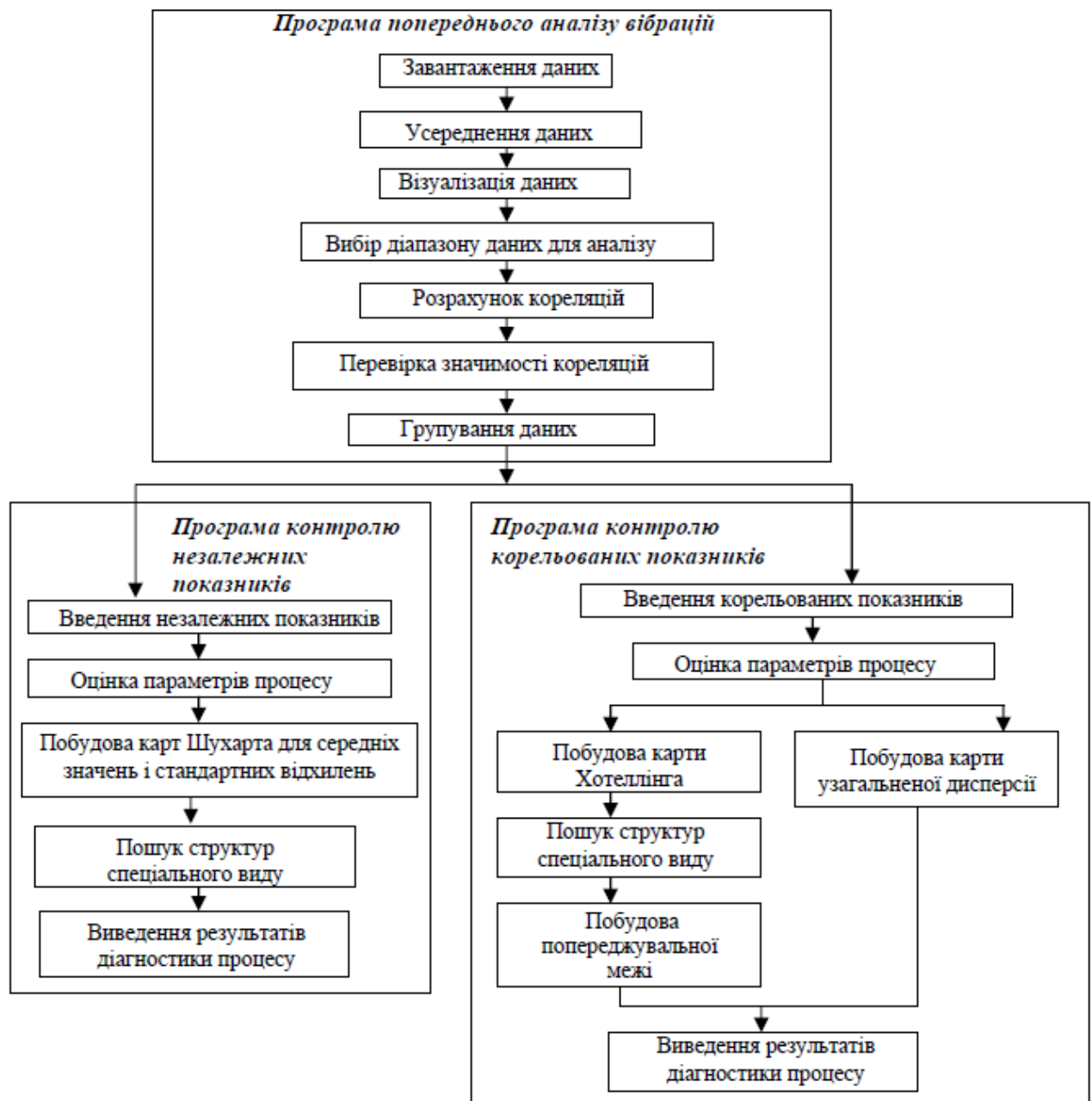


Рисунок 2.7 – Структурна схема системи

Програма контролю стабільності вібрацій за корельованими показниками призначена для аналізу і моніторингу з застосуванням карти Хотеллінга для середнього рівня багатовимірною пропроцесу і карти узагальненої дисперсії. При цьому на етапі аналізу оцінюються відповідні характеристики за формулами (2.1-2.6), що використовуються при моніторингу корельованих показників [10].

При моніторингу процесу також виявляються структури спеціального виду, крім того, використовується попереджаюча межа для виявлення порушень по карті Хотеллінга [9].

Особливості розробленого метода у порівнянні з існуючими складаються, по-перше, в комплексному підході до моніторингу стабільності вібрацій гідроагрегату (від попереднього аналізу даних до висновку про наявність чи відсутності порушення стабільності). По-друге, метод дає можливість оперативної обробки файлів електронних таблиць, в яких зберігається інформація датчиків контролю вібрацій (перегляд усереднених даних, угруповання даних). Нарешті, метод контролю стабільності вібрацій по корельованим показникам розроблений на основі раніше запропонованої системи [9] з істотним доповненням: попередні дослідження показали, що аварійні ситуації, пов'язані з нестабільністю вібрацій, частіше визначаються не зміною середнього рівня вібрацій, а збільшенням їх розкиду, тому необхідний контроль розсіювання по узагальненій дисперсії.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

На основі проведеного дослідження та аналізу результатів вибромоніторинга гідроагрегату на ДніпроГЕС розроблена система, що забезпечує контроль стабільності вібрацій. Система включає три підсистеми: для візуалізації і угруповання показників, а також контролю незалежних і корельованих груп показників за критеріями стабільності середнього рівня і розсіювання відповідних процесів. Система дозволяє своєчасно виявити можливі порушення і забезпечити запобігання виходу контрольованих показників за межі допустимих значень.

РОЗДІЛ 3. РЕАЛІЗАЦІЯ ІНФОРМАЦІЙНО-ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОЕКТУ ЗА ДОПОМОГОЮ SCADA SYSTEM

Спочатку необхідно створити всі необхідні умови для роботи програми з контроллером. Щоб програма розуміла дії контролера та могла їх відобразити у своєму середовищі, необхідно встановити зв'язок між ПЛК та Citect. Спочатку потрібно створити проект, запускаємо провідник Citect SCADA та створюємо проект під назвою «kascad» (рисунок 3.1).

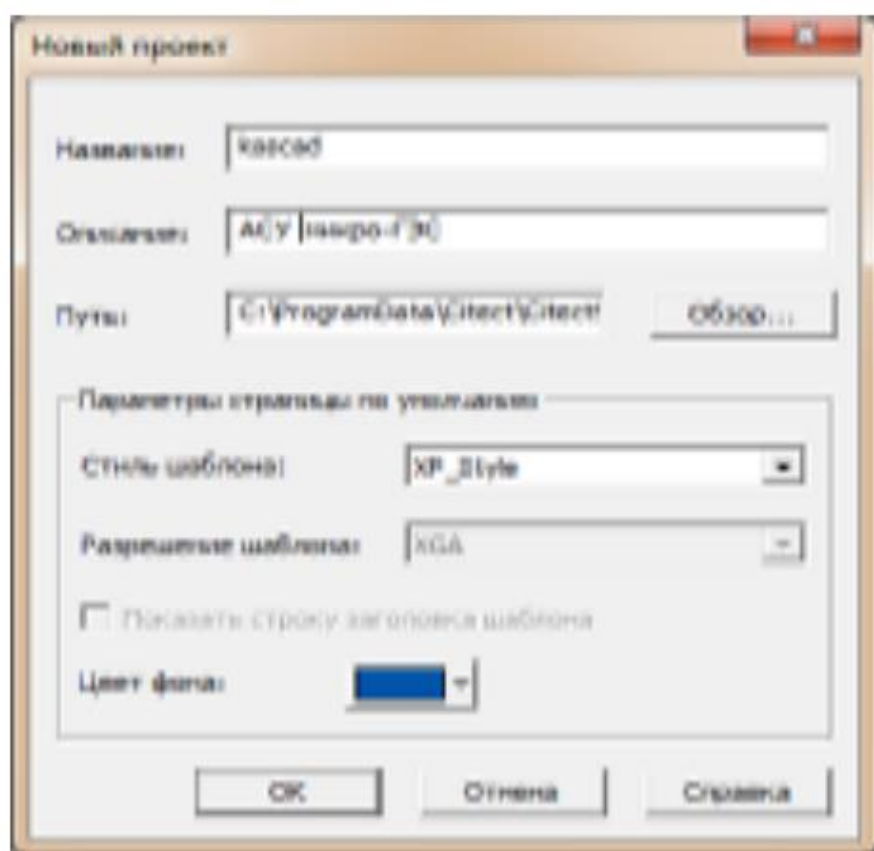
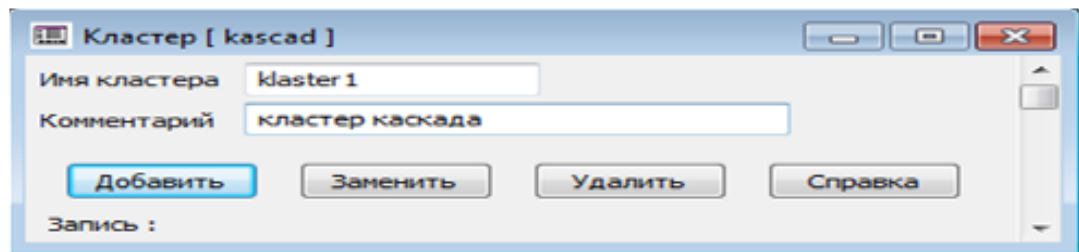


Рисунок 3.1 – Створення проекту

Далі створюємо кластери, сервер вводу/виводу, сервер трендів та алармів (попереджувальних повідомлень) та сервер звітів. 51 Кластер визначає як і де будуть працювати різні сервери системи (введення-виведення, алармів, трендів) і як вони взаємодітимуть один з одним. У

кожній системі Citect має бути хоч один кластер, і сервер введення/виводу повинен бути з ним пов'язаний (Рисунок 3.2).



Прописуємо мережеву адресу системи, у нашому випадку комп'ютер працює не в мережі. Тому прописуємо IP-адресу 127.0.0.1. Таким чином, Citect буде звертатися до комп'ютера для отримання даних про проект, це потрібно для подальшого моніторингу системи (рисунок 3.3).

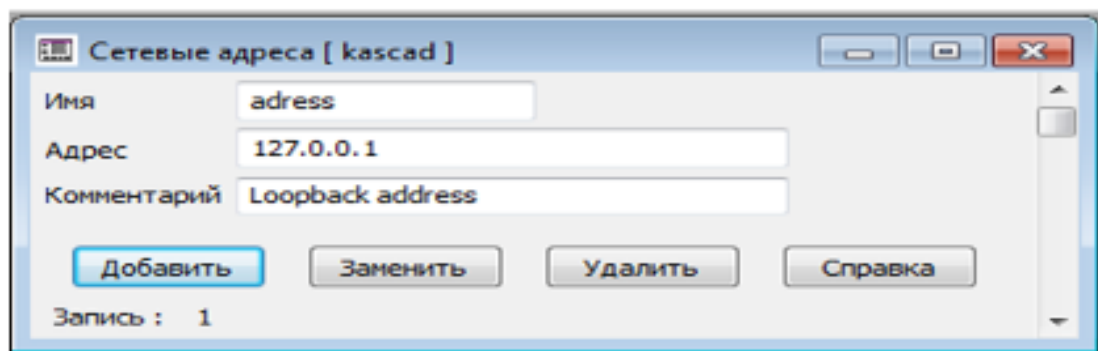


Рисунок 3.3 – Створення мережевої адреси

Після того, як був створений кластер і мережна адреса, можна приступати до створення серверів. Аналогічно створюємо сервери алармів, трендів і звітів. Для всіх їх необхідно вибрати властивість «Primary». Заповнені форми представлені на рисунках 3.4-3.7.

Сервер ввода/вывода [kascad]

Имя кластера: klaster1

Имя сервера: IOServer

Сетевые адреса: adress Порт: 7

Равноправный порт:

Комментарий:

Добавить Заменить Удалить Справка

Запись : 1

Рисунок 3.4 – Створення сервера ввода-вывода

Серверы алармов [kascad]

Имя кластера: klaster1

Имя сервера: alarm Режим: Primary

Сетевые адреса: adress Порт:

Комментарий:

Добавить Заменить Удалить Справка

Запись : 1 Запись добавлена

Рисунок 3.5 – Створення сервера алармів

Сервера трендов [kascad]

Имя кластера: klaster1

Имя сервера: trend Режим: Primary

Сетевые адреса: adress Порт:

Комментарий:

Добавить Заменить Удалить Справка

Запись : 1

Рисунок 3.6 – Створення сервера трендів

Сервера отчетов [kascad]

Имя кластера: klaster1

Имя сервера: otchet Режим: Primary

Сетевые адреса: adress Порт:

Комментарий:

Добавить Заменить Удалить Справка

Запись : 1

Рисунок 3.7 – Створення сервера звітів

Тепер створюємо зв'язки із контролером. Для цього запускаємо «Майстер налаштування параметрів зв'язку», який допоможе налаштувати систему (рисунок 3.8).

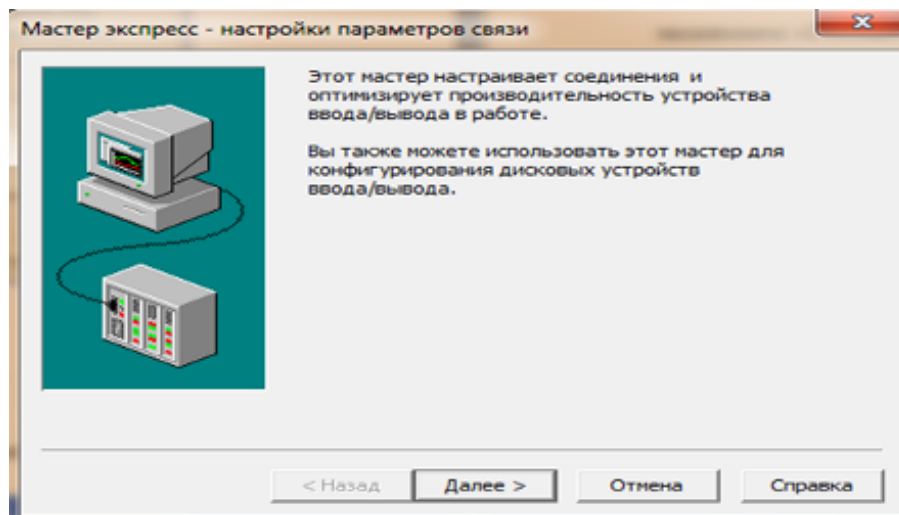


Рисунок 3.8 – Запуск Майстра налаштування параметрів зв'язку

У наступному вікні можна вибрати або створити новий сервер вводу-виводу. Вибираємо використовувати існуючий сервер вводу-виводу. І натискаємо «Далі» (рисунок 3.9).

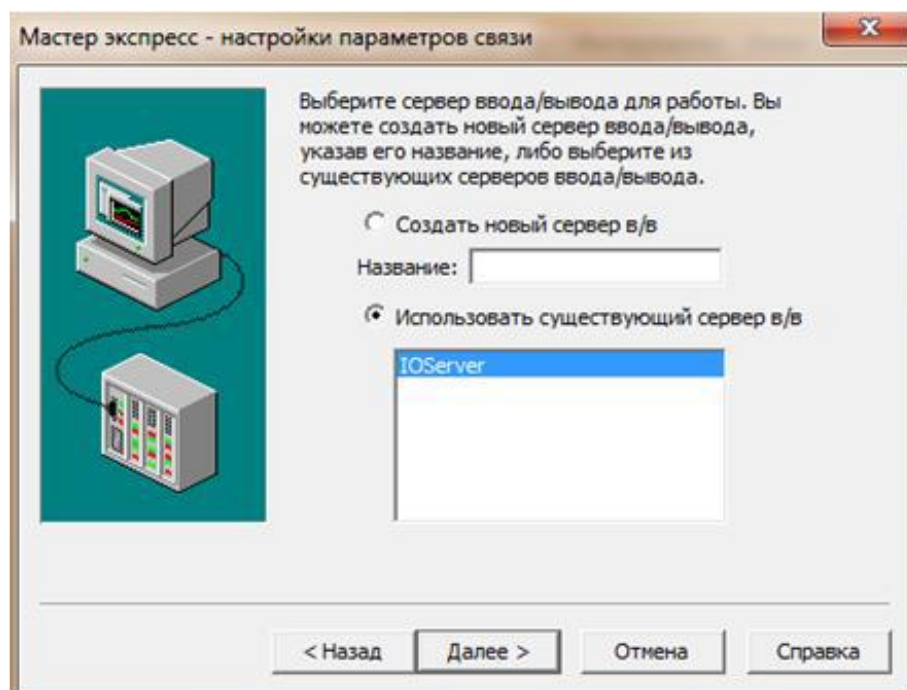


Рисунок 3.9 – Вибір сервера вводу-виводу

На наступному екрані можна вибрати або створити новий пристрій вводу-виводу. Створюємо пристрій IODev і натискаємо «Далі» (рисунок 3.10).

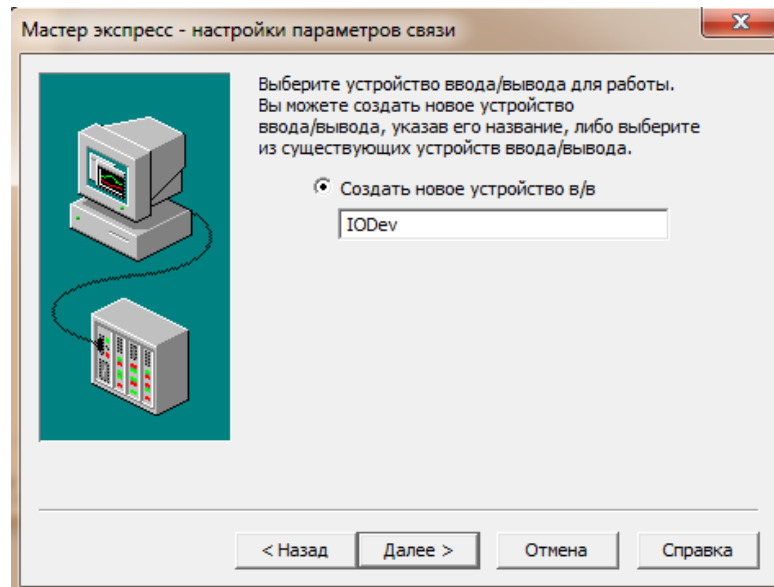


Рисунок 3.10 – Створення нового пристрою вводу-виводу

Далі вибираємо тип пристрою введення-виводу. Це може бути або "Зовнішній пристрій введення-виводу" (ПЛК, ПЧ, витратомір тощо), або віртуальний пристрій у пам'яті комп'ютера, який використовується для імітації реальних пристроїв (рисунок 3.11).

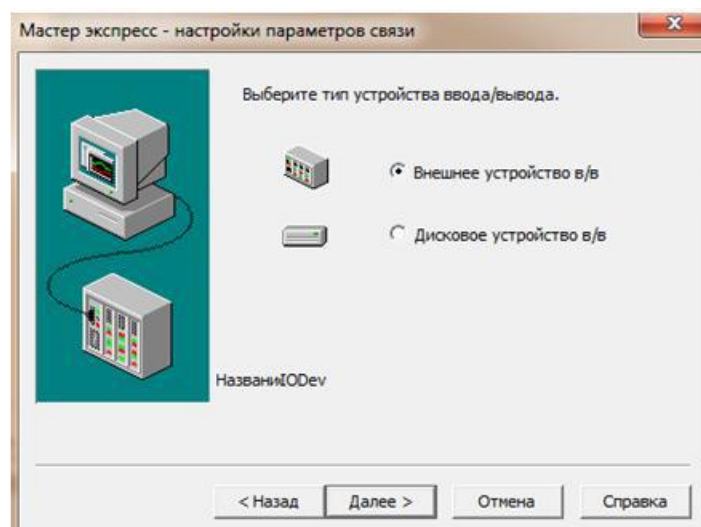


Рисунок 3.11 – Тип пристрою вводу-виводу

Потім вибираємо виробника пристрою модель та спосіб підключення. Виробник – Mitsubishi, модель – Melsec-FX3U, тип підключення – Serial (Point to Point) (COM порт) (рисунок 3.12).

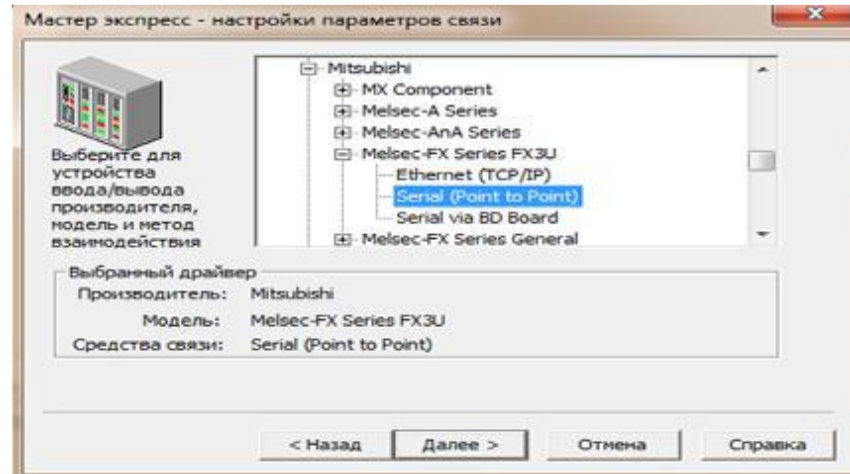


Рисунок 3.13 – Адреса пристрою

Далі слідує налаштування підключення пристрою через модем. В даному випадку не використовується, натискаємо «Далі» (рисунок 3.14).

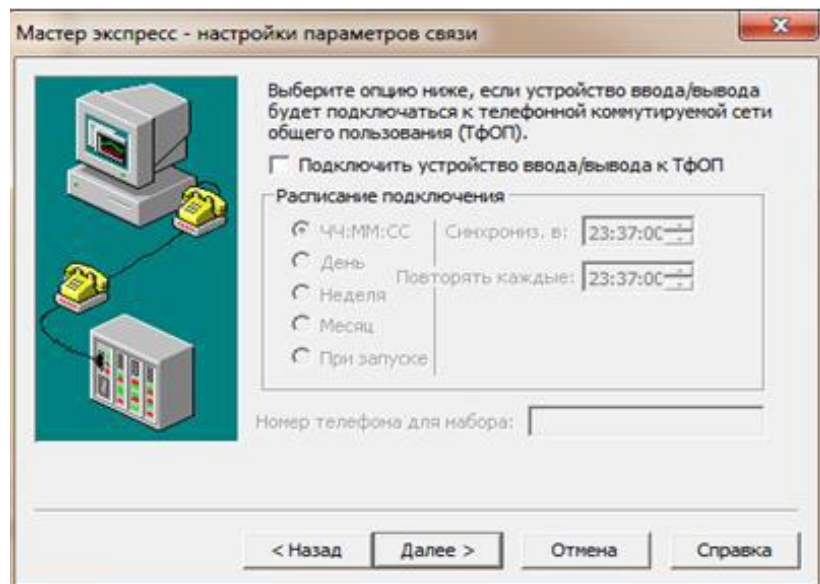


Рисунок 3.14 – Налаштування підключення модему

Далі система запропонує вибрати COM порт, до якого підключається ПЛК. В даному випадку це COM 3. Насправді номер COM порту може бути іншим (рисунок 3.15).

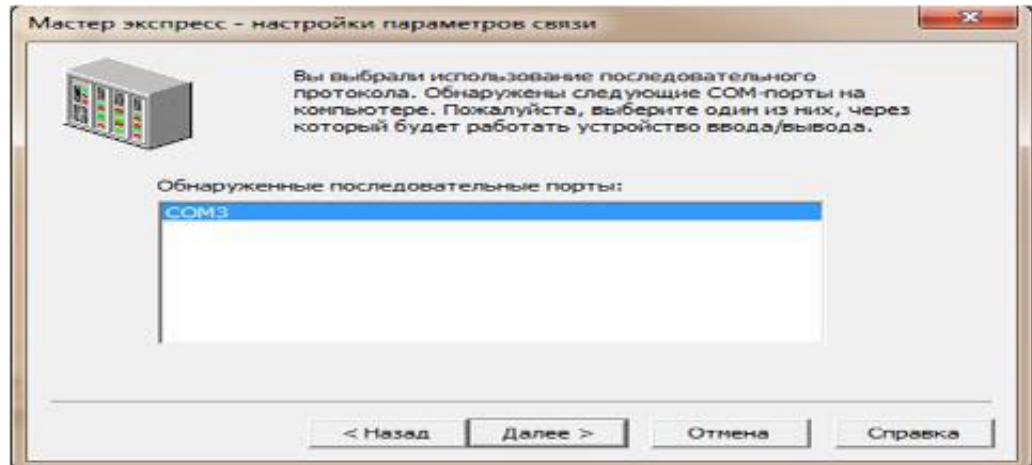


Рисунок 3.15 – Вибір COM порту для підключення ПЛК

Контролер може підключатися за допомогою кабелю програмування SC-09 (з перетворювачем RS232-RS422) через порт програмування до COM порту комп'ютера. Або за допомогою простого COM кабелю через модуль розширення RS232 BD до COM порту комп'ютера.

Далі вибираємо спосіб підключення до зовнішньої бази даних тегів. Просто натискаємо "Далі" (рисунки 3.16 – 3.17)

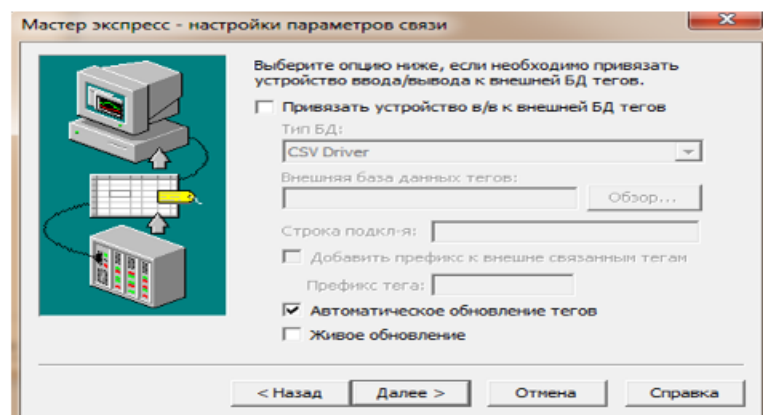


Рисунок 3.16 – Зв'язок тегів із зовнішньою базою даних

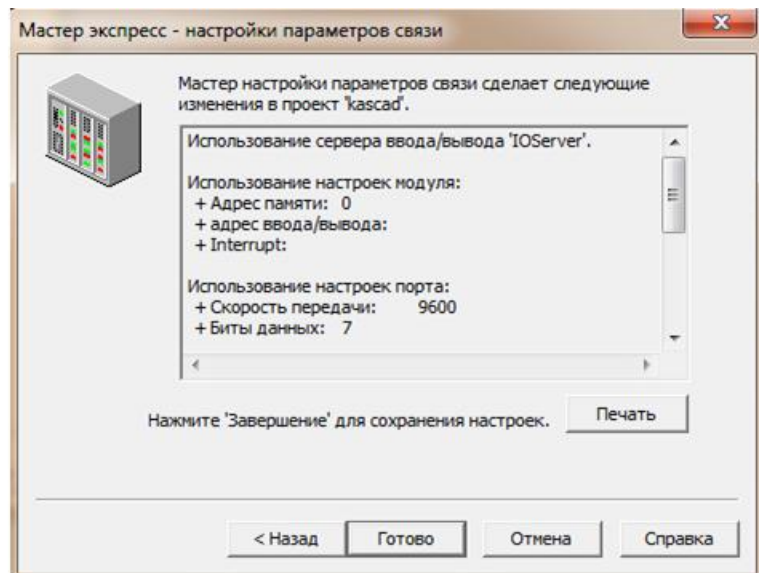


Рисунок 3.17 – Підтвердження виконання налаштування пристрою зв'язку

На завершальному етапі перевіряємо виконані налаштування та натискаємо «Готово».

Після того, як було створено зв'язок програми з обладнанням, приступасмо до написання тегів. Теги допомагають Citect розпізнавати дії контролера й надалі на цих тегах будуватиметься візуалізація проекту (Рисунок 3.18). Для коректної роботи візуалізації вказуються всі необхідні дані. Дуже важливо вказувати типи даних для змінних тегів такі самі, що й у контролера, інакше програма працюватиме не коректно.

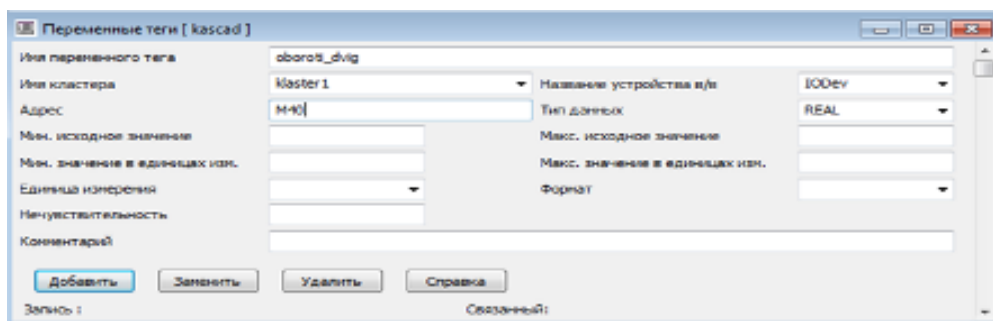


Рисунок 3.18 – Позначення тегів

Після того, як всі необхідні теги були записані, можна розпочати створення графічного образу проекту. Це дуже важлива частина проекту, оскільки від ступеня інформативності головного робочого вікна залежить, наскільки швидко і зрозуміло, засвоюватиметься інформація оператором.

Citect має велику бібліотеку образів, які можна використовувати у проєкті. Якщо ж необхідних образів немає, програма дозволяє створювати їх самому за допомогою вбудованого редактора. Кожен образ має безліч властивостей, які у процесі створення проєкту можна змінювати під необхідне завдання, роблячи ці образи унікальними (рисунк 3.19).

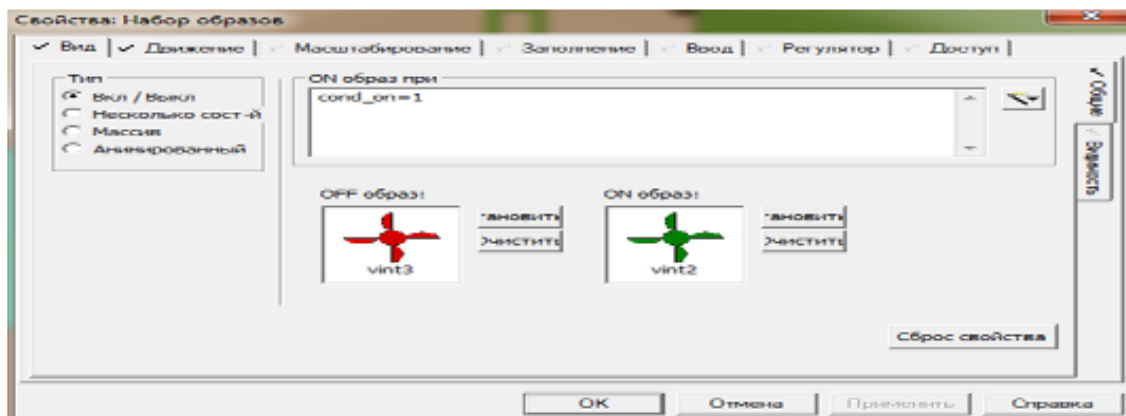


Рисунок 3.19 – Вікна властивостей образів

Щоб образ реагував на зміни в контролері, необхідно прописати у властивостях образу тег або умову тегів, при якому образ буде змінюватися. Образи можуть зникати, пересуватися, заповнюватися, обертатися тощо, залежно від завдання.

Тепер створюємо та прописуємо аларми – тривожні повідомлення. Аларми необхідні для оповіщення оператора про збої в системі. Якщо контрольований параметр виходить з робочого діапазону, система видає тривожне повідомлення (рисунк 3.20).

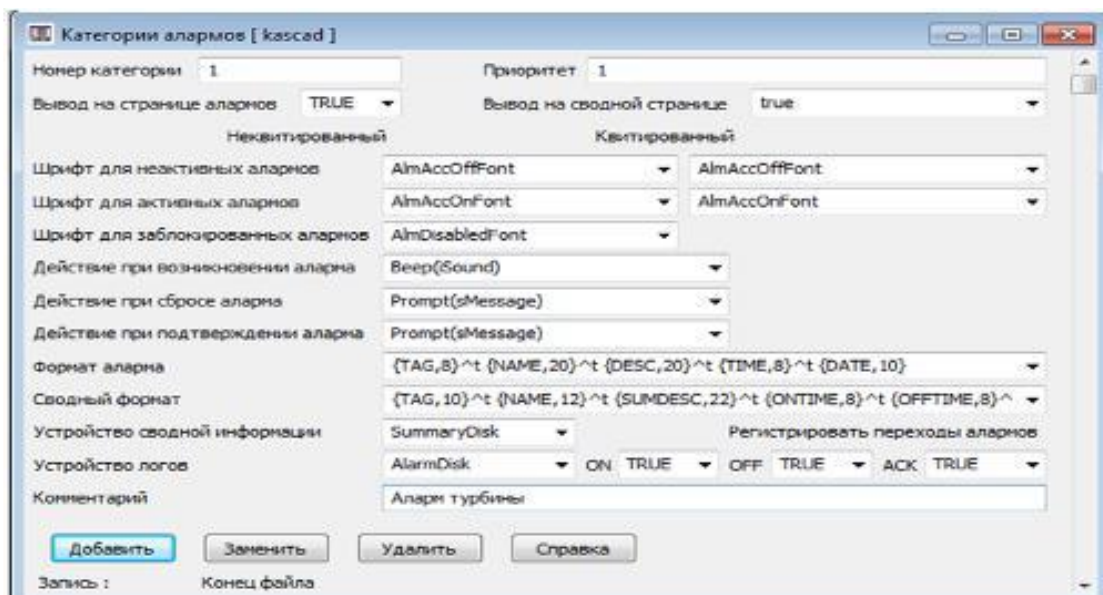


Рисунок 3.20 – Створення алармів (аварійних ситуацій)

Після опису всіх аварійних ситуацій потрібно додати до проекту теги тренду, які відображатимуть контрольовані параметри у вигляді графіків. Це дуже зручно для складання звітів про вироблену мікро-ГЕС електроенергію.

Для того щоб викликати форму параметрів тегів тренду, потрібно в редакторі проектів Citect вибрати команду Тегі-Тегі тренду. Після появи форми натисніть клавішу F2, щоб відкрити розширені налаштування (Рисунок 3.21).

Після опису всіх алармів потрібно додати до проекту теги тренду, які відображатимуть контрольовані параметри у вигляді графіків. Це дуже зручно для складання звітів про вироблену мікро-ГЕС електроенергію.

Для того щоб викликати форму параметрів тегів тренду, потрібно в редакторі проектів Citect вибрати команду Тегі-Тегі тренду. Після появи форми натисніть клавішу F2, щоб відкрити розширені налаштування (рисунок 3.21).

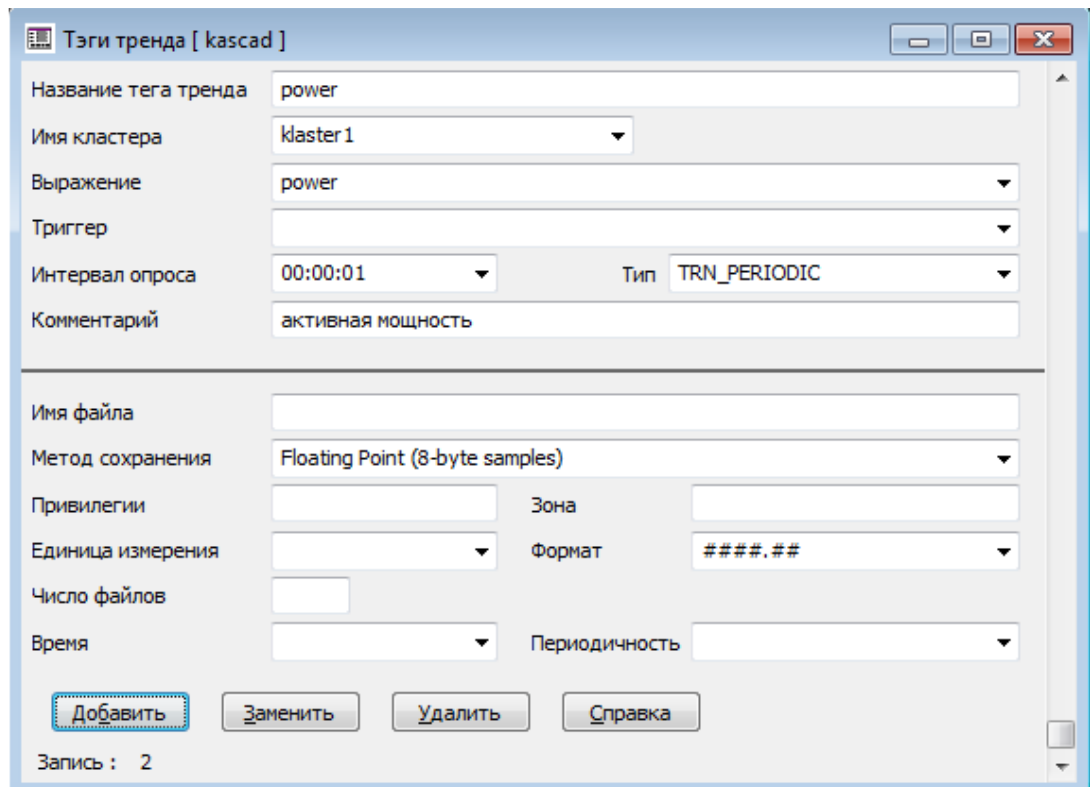


Рисунок 3.21 – Параметры тега тренду

Після всіх виконаних дій ми отримуємо зображення всіх необхідних процесів для оператора (рисунок 3.22).

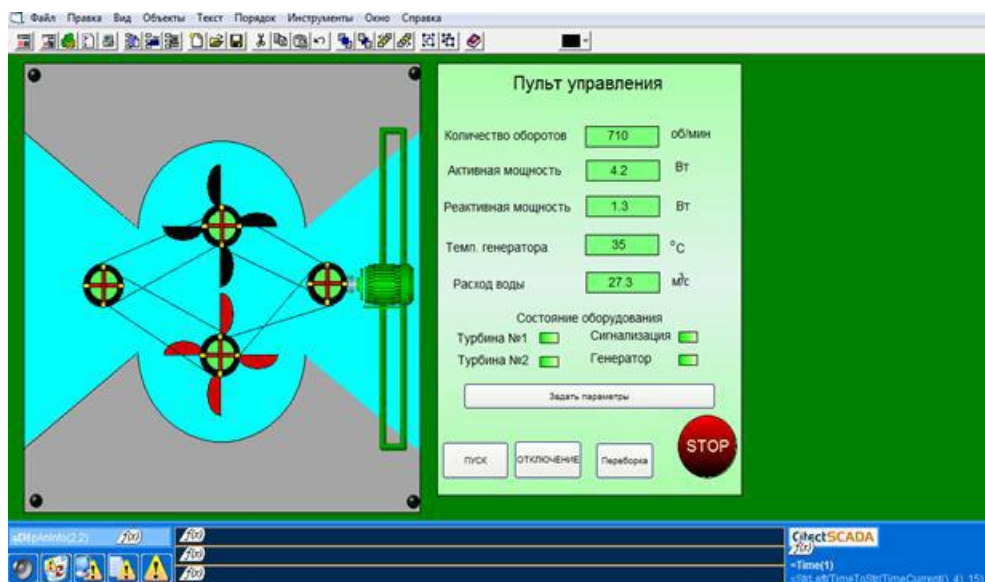


Рисунок 3.22 – Вікно оператора

Після запуску програми у оператора з'являється вікно із вкладками кожної з мікро-ГЕС з інформацією та даними про них, які він контролює. Оператор може контролювати параметри як однієї ГЕС так і цілого каскаду. Оператор зможе здійснювати контроль всього встановленого обладнання кожної мікро-ГЕС. У цьому вікні відображається стан обладнання, задані параметри та контрольовані параметри. Оператор може задавати параметри роботи станції вручну, якщо оператор не змінює параметри, то станція працюватиме за записаною в ПЛК програмі, де вже враховуватимуться всі необхідні параметри для коректної роботи станції.

Розроблена автоматична система управління виконує такі завдання:

- зчитує та задає кількість оборотів турбіни;
- відображає активну та реактивну потужність;
- відображає витрату води;
- відображає рівень води;
- сигналізує про появу сторонніх людей на об'єкті;
- у випадки аварії закриває перебирання тощо.

Вся необхідна інформація зберігається в окремий документ і додатково відображається у вікні тренда у вигляді графіків (рисунок 3.23).

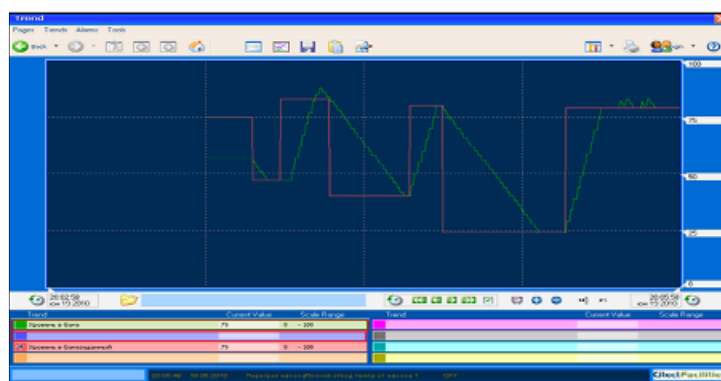


Рисунок 3.23 Екран тренду

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3:

Розроблена автоматична система управління виконує такі завдання:

- зчитує та задає кількість оборотів турбіни;
- відображає активну та реактивну потужність;
- відображає витрату води;
- відображає рівень води;
- сигналізує про появу сторонніх людей на об'єкті;
- у випадки аварії закриває перебирання тощо.

ВИСНОВКИ

На сьогоднішній день розвиток систем діагностики гідрогенераторів підходить до своєї кульмінації. Сучасні технології семимильними кроками наближають системи діагностики до апогею свого розвитку, особливо це простежується по системам діагностики створюваним за кордоном. У нашій же країні розвиток систем діагностики довгий час перебувало на рівні середини 80-х років минулого століття, внаслідок затяжної економічної та політичної криз, які пішли за розвалом СРСР. Вітчизняна промисловість почала відставати в цій галузі лише з середини 2000-х років, і навряд чи надолужить в найближчі 5-10 років, особливо якщо враховувати економічну кризу останніх 5 років в Україні і наближаємої світової економічної кризи.

З огляду на вище викладене слід зробити висновок, що в нашій країні, ще досить довгий час системи діагностики за своєю суттю представлятимуть системи моніторингу. Та й застосування систем діагностики в їх класичному вигляді далеко не завжди доцільно, тому правильність і надійність їх роботи, часто викликає сумнів, навряд чи буде компенсувати їх високу ціну. Тому найоптимальнішим рішенням було б адаптування вже нині існуючих систем моніторингу під особливості конкретного гідроагрегату. Адже нині існуючі норми різного роду регламентних документів встановлюють лише граничні значення окремих параметрів. А як відомо аварію простіше запобігти, ніж боротися з її наслідками, тому система моніторингу могла б відстежити зароджуваний дефект на початковій стадії. Для цього необхідно проаналізувати роботу гідроагрегату за певний період і в системі моніторингу ввести додаткові уставки, крім регламентованих, які відповідно не будуть суперечити останнім.

При спрацьовуванні цих уставок видається сигналізація оперативному персоналу, який після прибуття на місце робить аналіз всієї ситуації, і після цього приймає рішення. Якщо ж подібного роду рішення буде приймати система діагностики, то велика ймовірність помилки, тому як навіть системи

діагностики останнього покоління використовують евристичні алгоритми на основі метаправа, не можуть враховувати всі нюанси експлуатації гідроагрегату. А чи варто говорити, що ціна помилки системи діагностики, яка вбудована в систему АСУТП всієї станції, і таким чином контролює кілька агрегатів, виростає багато разів.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Potter C., Negnevitsky M. An Expert System for Hydro Electric Generator Scheduling In Tasmania // Journal of Electric & Electronic Engineers, Australia. 2003. Vol. 22. №3.– P. 167 – 171.
2. Ryan T.P. Statistical methods for quality improvement. NY, John Wiley and Sons, 2011, 687 p.
3. Bersimis S., Psarakis S., Panaretos J. Multivariate statistical process control charts: an overview. Quality and Reliability Eng. Intern., 2007, vol. 23, pp. 517–543.
4. Компенсація реактивної потужності асинхронних генераторів на малих гідроелектростаціях [Електронний ресурс] / Лежнюк П. Д., Нікіторович О. В., Жан-П'єр Нгома // Наукові праці ВНТУ. – 2008. – №2. – Режим доступу до журналу http://www.nbu.gov.ua/e-journals/VNTU/2008-2/2008-2.files/uk/08lpdhps_uk.pdf
5. Вовчак В., Тесленко О., Самченко О. Мала гідроенергетика України під ред. С. Єрмілова. Інститут проблем екології та енергозбереження. у 2 томах, – К., 2018. – Т. I. Аналітичний огляд – 181 с
6. Вовчак В., Тесленко О., Самченко О. Мала гідроенергетика України під ред. С. Єрмілова. Інститут проблем екології та енергозбереження. у 2 томах, – К., 2018. – Т. II Технологічні особливості малих ГЕС – 145 с.
7. Трегуб В.Г. Проектування систем автоматизації: Навч. посібник. – К.: Видавництво Ліра-К, 2017. – 344 с. Воцинський К.В., Левицький А.С., Сорокіна Н.Л. Вплив електромагнітної обстановки ГЕС на контрольно-вимірювальну апаратуру. Гідроенергетика України. 2015. №1-2. С.33–36
8. Marwala M., Kolodziej J. Computational Intelligence for Optimization of Power Systems. – 2019 DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881774
9. Emil Kraft, Marianna Russo, Dogan Keles, Stochastic optimization of trading strategies in sequential electricity markets / European Journal of

10. Васьковський Ю. М., Мельник А. М. Електромагнітні віброзбуджуючі сили в турбогенераторі з урахуванням несиметрії струмів в обмотці статора. Технічна електродинаміка. 2017. №1. С. 52-57.

11. Вощинський К.В., Левицький А.С., Сорокіна Н.Л. Вплив електромагнітної обстановки ГЕС на контрольно-вимірювальну апаратуру. Гідроенергетика України. 2015. №1-2. С.33–36

12. Зайцев Є.О. Вплив нерівномірності дискретизації на метрологічні характеристики ортогональних фазових детекторів оптичних моніторингових систем. Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах: Збірник тез доповідей XVI міжнародної науково-технічної конференції, 10-14 червня 2016, Хмельницьк: РВЦ ХНУ, 2017. С. 134.

13. Левицький А.С. Підвищення ефективності контролю та діагностики потужних гідрогенераторів за рахунок застосування ємнісних вимірювачів параметрів механічних дефектів. Гідроенергетика України. 2010. №. 4. С. 10-13.

14. Левицький А.С., Зайцев Є.О. Визначення функції перетворення ємнісного сенсора повітряного зазору в гідрогенераторі СГК 538/160-70М. Праці Інституту електродинаміки НАН України. 2016. №.43. С.134–136.

15. Левицький А.С., Зайцев Є.О. Гібридні волоконно-оптичні вимірювачі контрольно-діагностичних параметрів гідрогенераторів. Гідроенергетика України. 2016. №. 3-4. С.32-33.

16. Azuare C., Millan A. Stator deformation of large hydrogenerators and its effects on the machines. Proceedings of the SIGRE Session. 29 August-3 September 2004 in Paris, 2004. P. 1 – 7.

17. Kuznetsov D.V., Polyakov F.A., Shandybin M.I. Instrumental and visual inspection of turbogenerator stator cores. Power Technology and Engineering. 2014. Vol.48, №. 3. P. 241–248.

18. Milykh V.I., Dubinina O.N. Numerical calculation of the magnetic field in the end zone of the turbogenerator under load conditions. Electrical

engineering and electrical mechanics. 2003. №.1. P. 64-69.

19. Milykh V.I., Polyakova N.V. Determination of the electromagnetic parameters of electrical machines on basis of numerical calculations of magnetic fields. Electrical engineering and electrical engineering. 2006. №.2. P. 40-46.

20. Paspalovski T., Jovanovska V. Partial Replacement of the Active Steel on the Turbogenerator End Zone. Termotechnika. 2015. XLI, vol. 1. P. 1–7.