

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний аграрний університет
Факультет механізації сільського господарства
Кафедра електротехнічних систем, технологій та автоматизації в АПК

Допущений до захисту:
завідувач кафедри
д.т.н. проф. Матвійчук В.А.

(Підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” лютого 2018 р.

АНАЛІЗ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ АГРЕГАТІВ МАЛОЇ ГЕС ТА РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ ДО ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ

Робота на здобуття освітнього ступеня «Магістр»
за спеціальністю 141 – Електроенергетика,
електротехніка і електромеханіка

Виконав: студент групи 61-ЕІ
Васильківський Вадим Анатолійович

Керівник: д.т.н., професор, каф. ЕСТА

Стаднік М.І. _____

Вінницький національний аграрний університет
 Факультет механізації сільського господарства
 Кафедра електротехнічних систем, технологій та автоматизації в АПК

ЗАТВЕРДЖУЮ
 завідувач кафедри ЕСТА
 д.т.н., професор Матвійчук В.А.

« ___ » _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Васильківського Вадима Анатолійовича

1. Тема роботи: Аналіз надійності роботи агрегатів малої ГЕС та розробка рекомендацій до її підвищення

Керівник роботи: Стаднік Микола Іванович, д.т.н., професор

Затверджені наказом ВНАУ від « ___ » _____ 2017 року № _____.

2. Строк подання студентом роботи: _____

3. Вхідні дані: Анализ состояния и перспективы развития малой гидроэнергетики в Украине / Ю. Вихарев, А. Карамушка, А. Никиторович, В. Рябошапка // Энергетическая политика Украины. – 2005. – № 6. – С. 90 – 96; Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Никиторович О. В. Повышение эффективности эксплуатации малых ГЭС средствами автоматического управления // Гидроэнергетика Украины. – 2007. – № 3. – С. 38 – 41; Кириленко О. В. Интеллектуальні системи керування потоками електроенергії у локальних об'єктах / О. В. Кириленко, Ю. С. Петергеря, Т. О. Терещенко, В. Я. Жуйков. – К.: Медіа ПРЕС, 2005. – 211 с; Буцьо З. Ю. Мала гідроенергетика: світовий досвід і перспективи розвитку в Україні / З. Ю. Буцьо, Л. М. Луцюк, О. В. Гаврюк // Електропанорама. – 2011. – №6. – С. 47–51 Лежнюк П. Д. Особливості роботи відновлюваних джерел енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, В. В. Кулик // Відновлювана енергетика ХХІ століття: ХІІ міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011.– С. 42–46; Нікіторович О.В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека// Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – 40-44.

3. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ. 1. Опис та загальні положення гідроенергетики. 2. Аналіз надійності роботи малої гес та її складових частин . 3. Синтез системи керування, контролю та інформаційного забезпечення . 4. Економічна ефективність запропонованих засобів автоматизації. Висновки.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ. Техніко-економічне обґрунтування вибору теми	23.09 – 30.09.17 р.	
2	Виконання розділу 1	31.09 – 20.10.17 р.	
3	Виконання розділу 2	21.10 – 11.11.17 р.	
4	Виконання розділу 3	12.11 – 11.12.17 р.	
5	Виконання розділу 4	12.12 – 28.12.17 р.	
6	Оформлення пояснювальної записки	29.12 – 15.01.18 р.	
7	Підготовка доповіді і презентаційного матеріалу	16.01 – 06.02.18 р.	

Завдання прийняв до виконання студент _____ Васильківський В. А.
(підпис)

Керівник роботи _____ Стаднік М.І.
(підпис)

АНОТАЦІЯ

Аналіз надійності роботи агрегатів малої ГЕС та розробка рекомендацій до її підвищення.

Васильківський В. А.. - дипломна робота. – кафедра електротехнічних систем, технологій та автоматизації в АПК. Вінниця. 2018.

Пояснювальна записка виконана на 77 листах друкованого тексту і містить 5 таблиць, 17 рисунків, а також 4 додатків. При виконанні роботи було використано 32 літературних джерел. Вона складається з вступу, техніко-економічного обґрунтування теми, чотирьох розділів основної частини, висновку, списку літератури та додатків.

В даній дипломній роботі було виконано опис загальних положень гідроенергетики, поставлено мету досліджень і проведено збір інформації, щодо відмов та дефектів основних агрегатів малої ГЕС. В наступних розділах було проведено аналіз надійності роботи основного обладнання, запропоновано засоби автоматизації, які допомогли підвищити ефективність і безвідмовність роботи обладнання. В роботі розрахований економічний ефект від впровадження засобів автоматизації. У розділі охорони праці розглянуто заходи спрямовані на створення безпечних умов праці на малій ГЕС.

Ключові слова: малі ГЕС, надійність агрегатів, алгоритм підвищення надійності, засоби автоматизації, система автоматичного керування.

ABSTRACT

Analysis of the reliability of the units of the small hydroelectric power station and the development of recommendations for its improvement.

Vasylykivsky V. A. - thesis work. - Department of Electrical Engineering Systems, Technologies and Automation in Agroindustrial Complex. Vinnitsa. 2018

The explanatory note is made on 77 letters of the printed text and contains 5 tables, 17 figures, and also 4 appendices. During the work, 32 literary sources were used. It consists of the introduction, the feasibility study, the four sections of the main part, the conclusion, the list of literature and annexes.

In this thesis the description of the general provisions of the hydropower industry was executed, the purpose of the research was set and the information gathered concerning the failures and defects of the main units of the small hydroelectric power station. In the following sections, the analysis of the reliability of the main equipment was carried out, automation tools were proposed that helped to increase the efficiency and reliability of the equipment. In the work the economic effect from the introduction of automation tools is calculated. In the section of labor protection, measures aimed at creating safe working conditions at a small hydroelectric power station are considered.

Keywords: small HPP, unit reliability, reliability increase algorithm, automation means, automatic control system.

ЗМІСТ

ЗАВДАННЯ.....	2
АНОТАЦІЯ.....	4
ABSTRACT.....	5
ВСТУП.....	8
1.ОПИС ТА ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ.....	15
1.1. Принцип дії та види гідроелектростанцій.....	15
1.2 Схеми пригребельних гідроелектростанцій	17
1.3 Дериваційні схеми гідроелектростанцій.....	20
1.4 Гребельно-дериваційні (змішані) схеми гідроелектростанцій.....	22
1.5 Основні стадії проектування малих гідроелектростанцій.....	23
1.6 Сучасний стан малої гідроенергетики в Україні та Світі.....	23
2. АНАЛІЗ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ МАЛОЇ ГЕС ТА ЇЇ СКЛАДОВИХ ЧАСТИН.....	26
2.1 Технічні характеристики електротехнічного об'єкта та основного обладнання.....	26
2.2. Дані про дефекти основного обладнання.....	28
2.3 Аналіз надійності агрегатів малої ГЕС.....	34
3. СИНТЕЗ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ, КОНТРОЛЮ ТА ІНФОРМАЦІЙНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ.....	42
3.1 Аналіз функціональних вимог системи керування, контролю та інформаційного забезпечення.....	42
3.2 Формування алгоритму функціонування системи керування, контролю та інформаційного забезпечення.....	47
3.3 Розроблення системи керування, автоматизованого контролю та інформаційного забезпечення.....	55
4. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАПРОПОНОВАНИХ ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	61

4.1 Розрахунок собівартості запропонованих засобів автоматизації.....	62
4.2 Термін окупності та економічна ефективність запропонованого алгоритму автоматизації.....	64
ВИСНОВКИ.....	66
ЛІТЕРАТУРА.....	68
ДОДАТКИ.....	72

ВСТУП

З найдавніших часів використання енергії річок було важливим фактором, що визначав розвиток цивілізації. На цьому шляху довжиною більш ніж три тисячі років вдосконалювався водяний двигун від найпростіших водяних коліс, що використовувалися у стародавньому світі з метою подання води для зрошення, водопостачання, для водяних млинів і водяних двигунів, що забезпечували епоху промислової революції зростаючі потреби в механічній енергії на заводах і рудниках, до гідроагрегатів сучасних ГЕС. Швидкий розвиток і успіхи електроенергетики наприкінці XIX століття стали основою для принципово нового етапу використання гідроенергетичних ресурсів шляхом перетворення енергії води в електроенергію на ГЕС.

На кінець XIX століття вже були створені ефективні гідравлічні турбіни, електрогенератори змінного струму, здійснено передавання електроенергії на значні відстані. Великий вклад у розвиток гідроенергетики зробив російський інженер М.О. Доліво-Добровольський, під керівництвом якого у 1891 році була споруджена перша промислова ГЕС потужністю 220 кВт з генератором трифазного струму (у містечку Лауфен на р. Неккар, Німеччина). Вперше від неї була здійснена передача електроенергії змінним струмом напругою 8,5 кВ на відстань 170 км у Франкфурті-на-Майні.

У Німеччині у Рейнфельді у 1898 р. була споруджена відносно велика ГЕС потужністю 16,8 тис. кВт з напором 3,2 м, а у 1911 р. ГЕС Аугст Вілен потужністю 44 тис. к. с., у США у 1900 р. – Ніагарська ГЕС Адамс потужністю 500 тис. к. с. з напором 41,2 м, у 1912 р. – ГЕС Ксокук потужністю 180 тис. к. с. та інші, у Франції у 1901 р. – ГЕС Жонаж потужністю 11,2 тис. к. с. У Швейцарії у 1909 р. була споруджена перша ГАЕС.

У Росії у 1892 р. під керівництвом інженера Кокшарова була побудована гідроенергетична установка потужністю 150 кВт на р. Березовка на Алтаї для електропостачання шахтного водовідливу на Зиряновському руднику. У 1896 році під керівництвом В.М. Чикальова та Р.Е.Классона була споруджена

гідроелектрична установка на р. Охті потужністю біля 290 кВт для електропостачання Охтинського порохового заводу, у 1903 р. – ГЕС на Північному Кавказі на р. Подкумок потужністю 990 к. с., у 1909 р. – Гіндукушська ГЕС на р. Мургаб потужністю 1590 к. с.

На Україні в 1893 р. для електричного освітлення Ілинецького цукрового заводу на розміщеному недалеко від нього водяному млині була встановлена гідроелектроустановка потужністю 40 к. с.

На початку ХХ ст. в Росії споруджувались тільки невеликі ГЕС, хоч і були запропоновані проекти відносно крупних ГЕС. Ще в 1892 р. інженер М.М. Бенардос запропонував проект ГЕС потужністю до 15 МВт на р. Неві біля Іванівських порогів з передаванням електроенергії до Санкт-Петербурга, у 1894 році інженер В.Ф. Добротворський розробив проект ГЕС потужністю 24 МВт на р. Нарва біля Нарвських порогів, а у 1895–1899 рр. – потужністю 37 МВт на водоспаді Іматра і на порогах р. Волхов. Проекти використання енергії Дніпра в районі знаменитих Дніпровських порогів та створення судноплавного шляху через пороги розробляли інж. М.С. Лелявський (1893 р.), В.Є. Тімонов (1894 р.), С.П. Максимов та Г.О. Графтіо (1905 р.), А.М. Рундо та Д.І. Юскевич (1910 р.), інж. Шапшюї та проф. Гольє, проф. Б.О.Бахметєв (1913 р.), інж. Ф.П. Моргуєнєков (1913 р.), І.А. Розов (1915 р.), проф. В.Д. Ніколаї (1919 р.).

У Росії в цей період будувались в основному ТЕС, що забезпечували більш швидке отримання прибутків та потребували менших капіталовкладень у порівнянні з ГЕС. Так, у 1913 р. загальна потужність ГЕС складала біля 16 МВт з виробленням 35 млн. кВт·год, а сумарна потужність всіх електростанцій – біля 1100 МВт з виробленням 1945 млн. кВт·год. Потужність найбільшої ГЕС дорівнювала 1,3 МВт, а ТЕС – 40 МВт.

У цілому у світі на самому початку ХХ століття загальна потужність всіх ГЕС складала порядку 1000 МВт. На цих перших ГЕС якість гідросилового обладнання була невисока, к.к.д. гідротурбін не перевищував 0,80–0,84. Умови роботи гідротехнічних споруд, їх конструкції були дуже недосконалими.

Спорудження та експлуатація перших ГЕС заклали фундамент майбутнього розвитку гідроенергетики, що пройшла довгий і трудний шлях від перших далеких від вдосконалення ГЕС потужністю в сотні кіловат до сучасних ГЕС, потужність яких складає мільйони кіловат.

На основі набутого досвіду вдосконалювались конструкції гідротехнічних споруд та технологічне обладнання, збільшувалась ефективність ГЕС. При цьому найважливіше значення мали такі переваги ГЕС, як використання відновлювальних природою гідроенергоресурсів, відсутність забруднення навколишнього середовища, простота експлуатації, забезпечення за рахунок комплексного використання водосховищ потреб водопостачання, потреб водного транспорту.

Проекти широкого використання гідроенергоресурсів розроблялись у США, країнах Європи, а будівництво ГЕС в країнах Європи розгорнулось в подальшому після першої світової війни, коли виникла необхідність відновлювати економіку.

Україна має значний потенціал використання ресурсів малих річок (головним чином у західних регіонах), що складає майже 28% загального гідропотенціалу всіх рік України.

При використанні гідропотенціалу малих річок України можна досягти значної економії паливно-енергетичних ресурсів, причому розвиток малої гідроенергетики сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, чим вирішить ряд проблем в енергопостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості.

Мікро-, міні- та малі ГЕС можуть стати потужною основою енергозабезпечення для всіх регіонів Західної України, а для деяких районів Закарпатської та Чернівецької областей – джерелом повного енергозабезпечення. У Вінницькій області побудовано 19 малих ГЕС, загальною потужністю 22,45 МВт, а також середньорічний обсяг виробленої електроенергії складає 59,60 тис. МВт×год/рік. Глибочанська ГЕС одна з найбільших малих ГЕС побудованих на р. Південий Буг.

Для вирішення проблем розвитку малої гідроенергетики Україна має достатній науково-технічний потенціал і значний досвід в галузі проектування і розробки конструкцій гідротурбінного обладнання. Українські підприємства мають необхідний виробничий потенціал для оснащення малих ГЕС вітчизняним обладнанням.

Енергія води не забруднює атмосферу. Гідроенергетика становить 8% від загальної встановленої потужності електрогенеруючих об'єктів нашої країни, нові об'єкти можуть потенційно розміщуватись у будь-якому регіоні, який має малі або великі річки. В Україні понад 22 тис. річок, але лише 110 із них довші за 100 км., тому основні ресурси гідроенергетики зосереджені на малих річках. Водночас, внаслідок спорудження гідроенергетичних об'єктів можуть затоплюватися великі ділянки землі, зникати цінні породи риби та втрачатися родючі ґрунти. Тому подальший розвиток гідроенергетики потребує усунення екологічних ризиків.

На сьогодні, потенціал гідроенергетики використовуються на 60%, в основному за рахунок Дніпровського каскаду та інших великих ГЕС. Залишок потенціалу можливо реалізувати за рахунок встановлення нових та відновлення старих потужностей малих ГЕС.

У відповідності до існуючої класифікації до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 10 МВт, до міні-ГЕС — від 200 до 1000 кВт, до мікроГЕС — не більше 200 кВт.

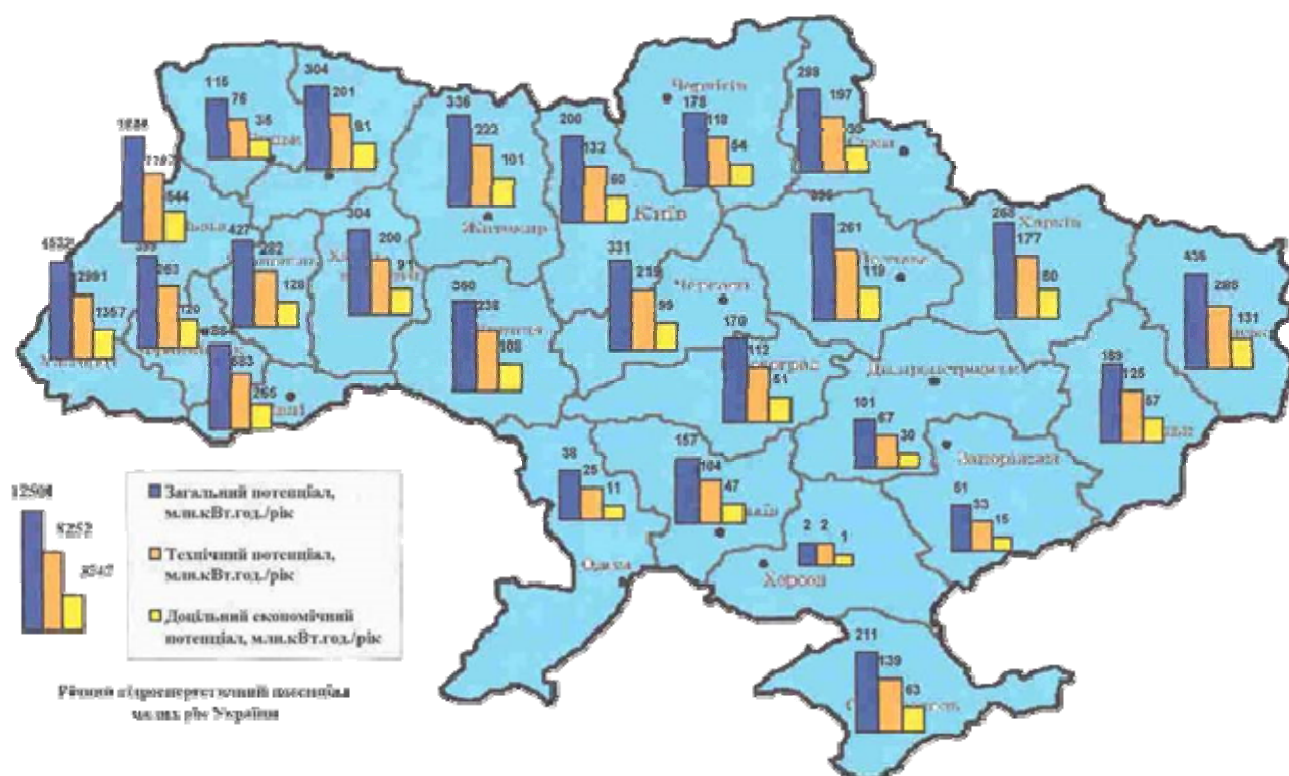
Станом на 2015 рік в Україні діяло 102 МГЕС із загальною встановленою потужністю близько 80 МВт, якими вироблено у 2015 році 251 млн. кВт·год. При цьому, слід відзначити, що в 1960-х роках минулого сторіччя в Україні існувало більше 1000 малих ГЕС. Деякі з них є можливість відновити.

Основним недоліком будівництва МГЕС, особливо на гірських річках, є загроза порушення природного стану екологічної системи, тому необхідно завжди виконувати перевірку екологічних ризиків таких станцій.

Переваги малої гідроенергетики:

- виробництво електроенергії без використання викопного органічного та ядерного палива;
- значний термін служби та висока надійність експлуатації;
- передбачуваність та забезпеченість режимів роботи;
- висока маневреність і коефіцієнт готовності;
- можливість повної автоматизації процесу експлуатації;
- мінімальний вплив на навколишнє середовище при правильному виборі місця розташування та дотримання екологічного законодавства;
- мінімальний вплив на ландшафт та незначне відчуження земельних ділянок;
- додаткові можливості для ведення рибного господарства, зрошення, водопостачання.

Потенціал використання в Україні:



Гідроенергетичний потенціал малих річок України

Дорожня карта до 2020 р.

Відповідно до Національного плану дій з відновлюваної енергетики (NREAP), за рахунок модернізації існуючих потужностей, відновлення старих малих гідроелектростанцій, будівництва та введення в експлуатацію нових генеруючих потужностей гідроенергетики в Україні можна довести виробництво електроенергії:

- мікро- та міні-ГЕС - до 130 ГВт×год у 2020 році (при їх загальній потужності у 55 МВт);
- малі ГЕС - до 210 ГВт×год у 2020 році (при їх загальній потужності 95 МВт);
- великі ГЕС - до 12 950 ГВт×год у 2020 році (при їх загальній потужності у 5 200 МВт).

Отже, використання відновлюваних джерел енергії на сьогодні є важливим напрямком розвитку енергетики України. З одного боку рівень забезпеченості власними первинними енергоносіями не дозволяє говорити про енергетичну незалежність країни, а з іншого – Україна має великий потенціал у галузі відновлюваної енергетики.

На сьогодні практично всі провідні країни світу розробляють принципово нову ідеологію побудови та функціонування енергетичної галузі з метою надання безпечного, надійного, економічно доцільного та екологічно прийняттого енергозабезпечення споживачів. Зазначена ідеологія базується на активній інформатизації та інтелектуалізації енергетичних об'єктів, широкому використанні розосередженої генерації, в першу чергу, на рівні розподільних електричних мереж середньої та низької напруги, створенні та впровадженні провідних енергоефективних технологій у сфері генерації, акумулювання, розподілу енергії, систем зв'язку та телекомунікацій, засобів керування та захисту, формуванні нової тарифної та регуляторної політики.

Об'єкт дослідження – Глибочанська ГЕС, побудована у 1960 році на р. Південний Буг.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у тому, що:

- зібрано фактичний статистичний матеріал по надійності роботи окремих агрегатів малої ГЕС, досліджено характер відмов, що дає змогу планувати ремонтно-профілактичні роботи та підвищити надійність за рахунок використання системи автоматизації.
- розроблено алгоритм функціонування системи автоматичного керування роботою агрегатів малої ГЕС.
- проведено економічний аналіз для визначення суми капіталовкладень на запропоновані засоби автоматизації, та визначено суму прибутку після їх введення в експлуатацію.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що проведено аналіз надійності роботи окремих агрегатів малої ГЕС та розроблено систему автоматизації, та визначено суму капіталовкладень для реалізації даної системи, а також визначено прибуток в процесі експлуатації, в результаті чого можна вирахувати термін окупності.

Апробація результатів магістерської роботи. Головні результати магістерської роботи доповідалися та обговорювалися:

- на Всеукраїнській науково-технічній конференції «Сучасні аспекти розвитку техніки, енергетики та транспорту в АПК» (м. Вінниця, 2017);
- на Всеукраїнській науково-технічній конференції «Сучасні проблеми виробництва, переробки сільсько-господарської продукції, машинобудування та енергетичних систем АПК» (м. Вінниця, 2017).

Публікації. За результатами виконаних досліджень опубліковано 2 тези доповіді:

- Дослідження надійності роботи вимикача МВ-10 кВ / Стаднік М. І., Васильківський В. А. «Сучасні аспекти розвитку техніки, енергетики та транспорту в АПК»: матеріали магістерської науково-технічної конференції, 23-24 березня 2017 року - Вінниця: Вид-во ВНАУ, 2017. – 129 с.
- Дослідження пуску малої гес в роботу / Стаднік М. І., Васильківський В. А. «Сучасні проблеми виробництва, переробки сільськогосподарської

продукції, машинобудування та енергетичних систем АПК»: матеріали всеукраїнської науково-технічної конференції, с. 164-168. 28-30 листопада 2017 року - Вінниця: Вид-во ВНАУ, 2017. – 257 с.

1. ОПИС ТА ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ

Гідроелектростанції називаються малими, якщо їхня потужність становить менше 25 МВт. Таку потужність, однак, слід вважати умовною, так як є багато станцій із встановленою потужністю, що перевищує зазначену межу, але за капітальними витратами, конструкційним оформленням, компонуванням та одиничною потужністю агрегатів їх не можна віднести до великих ГЕС (передусім за обсягами попередніх робіт із побудови гідротехнічних споруджень). В Україні нараховується понад 63 тис. малих річок і водотоків загальною довжиною 135,8 тис. км, з них близько 60 тис. (95%) - дуже малі (довжина менше ніж 10 км), їхня сумарна довжина - 112 тис. км, тобто середня довжина такого водотоку - 1,9 км. Незаперечною перевагою гідроелектростанцій є їхня стійка, стабільна робота в мережі, на яку не впливають час доби і сезонні зміни. Слід зазначити, що малу залежність від сезонних змін вдається забезпечити не для всіх гідроелектростанцій.

За останні роки споруджується багато мікро- та міні-ГЕС, які характеризуються меншими капіталовкладеннями та можуть бути розташовані на територіях, де вже є відповідні технічні системи. При цьому відсутня плата за воду як природний ресурс, а електроенергія використовується для власного споживання і не оподатковується. В результаті досягаються мінімальні терміни окупності капіталовкладень.

В майбутньому мала гідроенергетика в світі може більш широко впроваджуватися, якщо буде розроблений та втілений в життя механізм внутрішнього руху квот на викиди шкідливих речовин. Його суть полягає в тому, що підприємство, де екологічні реконструкції не дають результату, може споруджувати екологічно чистий енергооб'єкт, який буде замінювати викиди в екологічному балансі інвестора або власника енергооб'єкта.

1.1 Принцип дії та види гідроелектростанцій

Гідроелектрична станція – комплекс гідротехнічних споруд, що обладнані гідромеханічним та електричним устаткуванням і призначений для перетворення енергії водяного потоку в електричну.

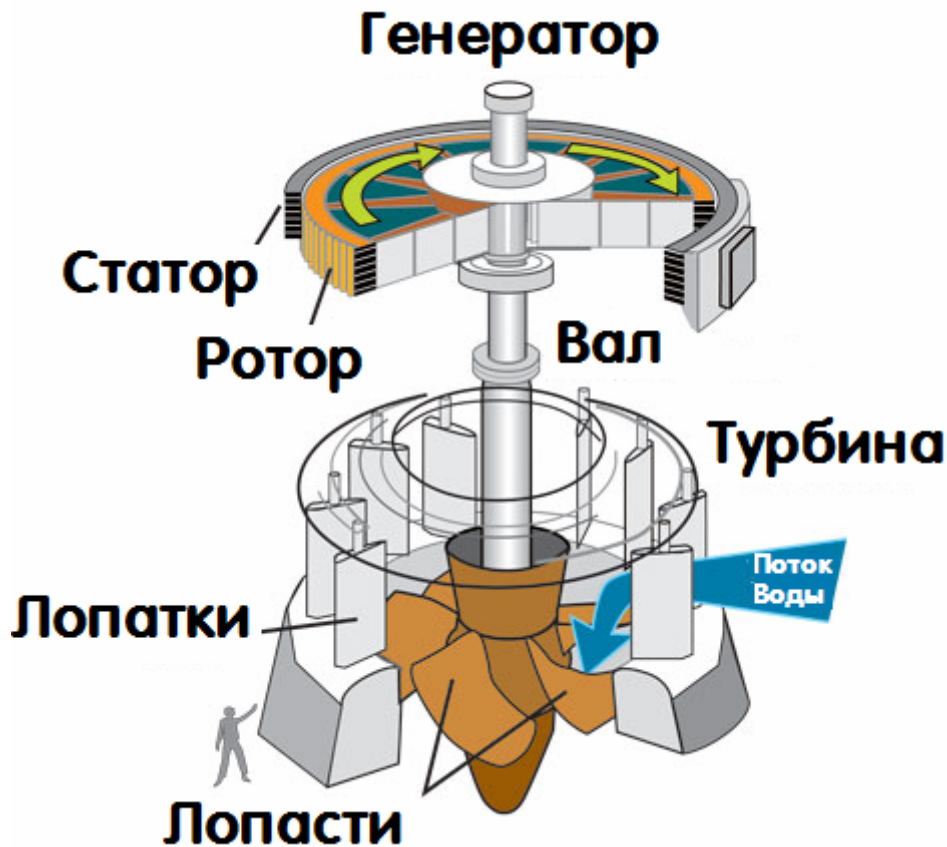


Рисунок 1.1 Схема гідрогенератора

За потужністю гідроелектростанції умовно поділяються:

– мікро – потужністю до 100 кВт (0,1МВт). Вони призначені для енергозабезпечення окремих підприємств, віддалених селищ. Радіус дії цих станцій до 1 (інколи 2...5) км. Розподіл енергії здійснюється напругою до 10 кВ. Будівельна частина відрізняється простотою конструкції, гідромеханічне обладнання складається з одної або двох турбін;

– міні – від 100 до 1000 кВт (0,1...1 МВт). Призначені для групи споживачів, що розташовані в радіусі 20...25 км, або для енергопостачання відносно великого підприємства. Розподіл електроенергії проводиться

напругою 10 кВ. Гідромеханічне обладнання складається з двох–трьох турбін. Працюють найчастіше паралельно з центральною енергосистемою;

– малі – від 1000 до 10000 кВт (1...10 МВт). Призначені для енергозабезпечення споживачів в радіусі до 50...60 км. Розподіл електроенергії здійснюється напругою 10...35 кВ. Працюють паралельно з центральною енергосистемою.

За величиною використання напору:

- низьконапірні – мікро – до 15 м, міні – 20 м, малі – 25 м;
- середньонапірні – мікро 15 – 50 м, міні 20 – 100 м, малі 25 – 130 м;
- високонапірні – мікро – > 25 м, міні – > 100 м, малі – > 130 м.

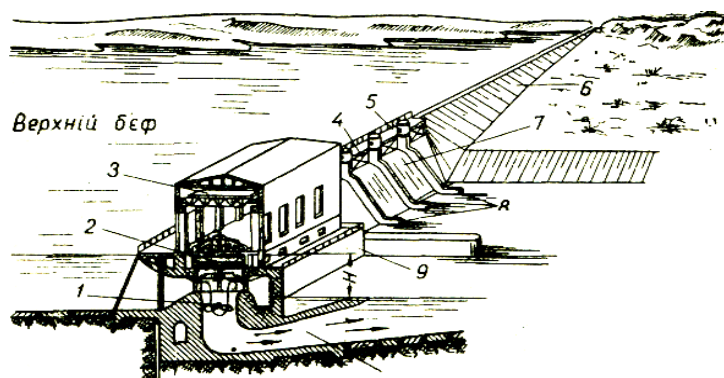
За способом створення напору гідроелектростанції споруджуються за наступними схемами:

- пригребельні;
- дериваційні;
- пригребельно-дериваційні (мішані).

1.2 Схеми пригребельних гідроелектростанцій

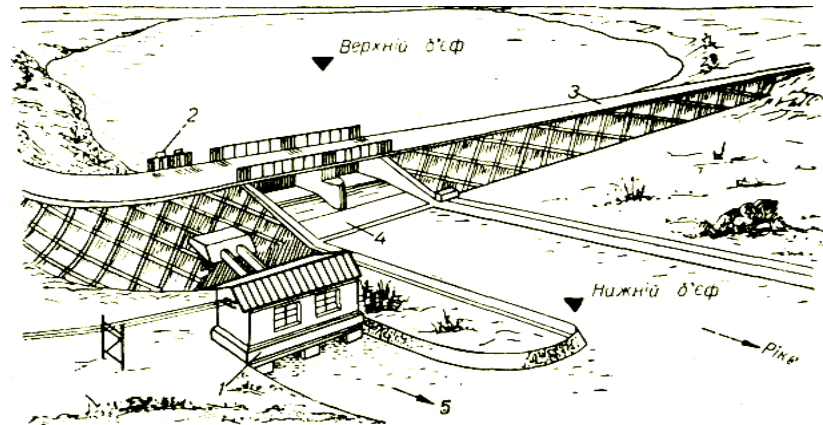
Пригребельні станції, в основному, розташовують на рівнинних річках, що мають невеликі уклони, малі швидкості течії та явно виражені заплави. Напір у них створюється греблею, а будівля станції розташовується в нижньому б'єфі безпосередньо біля греблі.

В залежності від місцевих умов розрізняють пригребельно-заплавні (рис.1.2.1, 1.2.2) та пригребельно-руслові (рис. 1.2.3) гідроелектростанції.



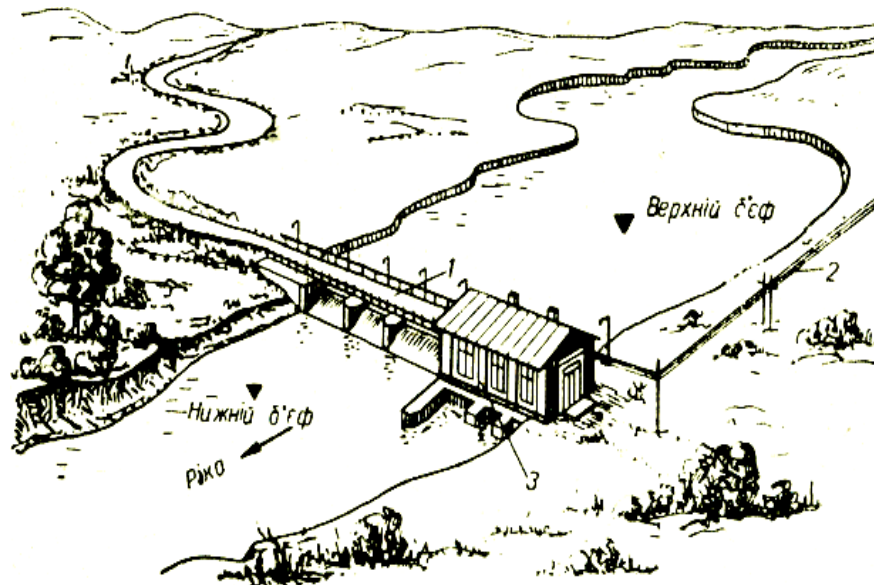
1– турбіна; 2- генератор; 3- мостовий кран; 4- затвори; 5- міст; 6- глуха земляна гребля; 7 - водозливна бетонна гребля; 8- бики; 9- будівля ГЕС; 10– відсмоктувальна труба.

Рисунок 1.2.1 - Схема пригребельно-заплавної ГЕС з бетонною греблею



1– будинок ГЕС; 2- водоприймальник; 3- глуха гребля;
4- водозливна гребля; 5- водовідвідний канал.

Рисунок 1.2.2 - Пригребельно-заплавна схема ГЕС.



1 - гребля; 2 - лінія електропередачі; 3 - будівля ГЕС

Рисунок 1.2.3 - Пригребельно-руслова схема ГЕС

У пригребельно-заплавних вода затоплює крім основного русла ще і заплаву до її корінних берегів. Напір коливається в межах 2,5...20 м. Це дає можливість регулювати стік ріки різними способами. Крім того, вони менше зазнають вплив коливання напору під час проходження весняних паводків, що

дозволяє протягом всього року забезпечити безперебійну подачу електроенергії споживачу.

До недоліків даних гідроелектростанцій відносять:

- затоплення значних площ заплавних земель;
- великі обсяги будівельних гідротехнічних робіт та капіталовкладень.

Комплекс гідроспоруд пригребельно-заплавних станцій складається із:

– греблі – водонапірна споруда, що за характером роботи, яка виконується, поділяється на глуху (тільки створює напір води) та водозливну (крім підпору, здійснює скидання надлишків води з водоймища);

– будівлі гідроелектростанції – споруда, де розташовується гідромеханічне (турбінне обладнання) та електричне (генераторне обладнання) устаткування;

– водоприймальні споруди – здійснює подавання з водоймища до турбін;

– водовідвідного каналу – відводиться відпрацьована вода від будівлі гідроелектростанції до основного русла ріки нижче греблі.

У випадках, коли річка використовується як транспортний засіб або для рибництва, зрошення, створюють додаткові гідроспоруди у вигляді шлюзів, водозабірних споруд і рибоходів.

Глуха гребля не споруджується у випадку, коли заплава ріки вузька, а витрати надлишку води відносно великі. В даному разі створ являє собою одну водозливну греблю.

Пригребельно-руслові гідроелектростанції (рис.1.2.3) розташовуються на рівнинних ріках з широкими заплавами та високими берегами русла. Напір створюється греблею не вище відміток бровок обох берегів ріки. В даному випадку вода не повинна затоплювати заплавні землі (основна перевага). Такі гідроелектростанції будують при умові уклону поверхні води менше 0,0005 і при ширині заплави понад 700 м. Вони низьконапірні – не вище 5м.

Гідроспоруди пригребельно-руслових електростанцій складаються із:

- водозливної греблі;

– будівлі гідроелектростанції з водоприймальною спорудою (об'єднані) – розташовується в лінії створу.

Водовідвідний канал відсутній, тому що будівля станції безпосередньо розташована в руслі ріки і витримує натиск води.

Створ під руслову гідроелектростанцію вибирається на прямолінійній ділянці ріки з більш-менш сталим гідравлічним режимом, щоб уникнути звуження русла, що призведе до розмивання берегів і поглиблення дна безпосередньо за створом зведених споруд.

Водоскидні споруди розраховують на руслову витрату, тому що під час проходу паводка (максимальні витрати) отвори греблі повністю відкривають, горизонти зрівнюються, напір зникає і гідроелектростанція зупиняється.

Таким чином, регулювання стоку неможливе і це призводить до переривання в енергозабезпеченні споживача (основний недолік).

1.3 Дериваційні схеми гідроелектростанцій

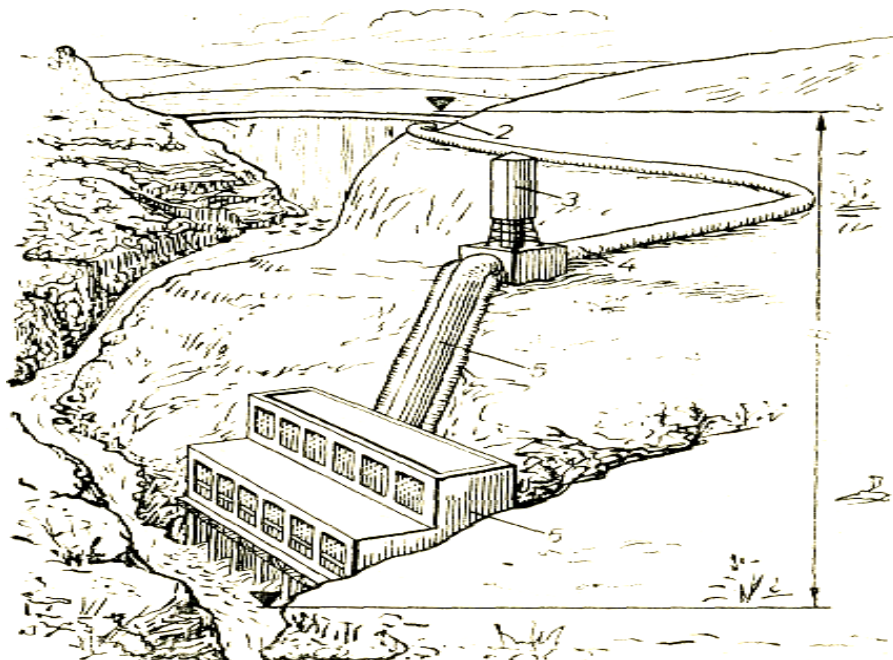
Характерною особливістю дериваційних станцій є те, що напір у них створюється не греблею, а конструкційно-технологічним обладнанням, що здійснює підведення води до станційного вузла та відведення води від нього водоводами. Дериваційні гідроелектростанції є високо напірними – до 200 м.

Водяний потік підводиться до станції за допомогою каналів, лотків, штолень, тунелів або трубопроводів. Вибір типу підведення залежить від геодезичних та геологічних умов. Величина мінімального уклону та втрат напору в дериваційних водоводах досягається за рахунок гладкості внутрішньої поверхні їх стінок, правильної форми поперечного перерізу та прямолінійності ділянок деривації. Слід завважити, що чим більший уклон, тим вигідніша дериваційна схема (1.2.4).



1 – водоприймач; 2 – затвор; 3 – напірний басейн; 4 – трубопровід;
5 – будівля ГЕС.

Рисунок 1.2.4 - Схема ГЕС з безнапірною деривацією



1 – гребля; 2 – гребінь греблі; 3 – зрівняльний резервуар; 4 –
дериваційний напірний водовід; 5 – турбінний трубопровід; 6 – будівля

Рисунок 1.2.5 - Схема ГЕС з напірною деривацією

Дериваційна схема дериваційної станції складається із споруд:

– головного вузла, до якого входять:

а) невисока гребля (забезпечує нормальне надходження необхідної витрати води у водоприймач, проходження паводкових вод і змивання наносів у зоні забору води у водоприймач);

б) водоприймач (розширена частина дериваційного каналу, що прилягає до греблі, і подає воду з верхнього б'єфу безпосередньо в канал. Поріг

водоприймача облаштовується захисною решіткою від сміття та льоду і відсічним затвором, що припиняє надходження води в канал);

в) відстійник (декілька камер з вхідними та вихідними затворами та промивними отворами, і призначений для осадження та подальшого видалення небезпечних для турбіни фракційних наносів);

– деривації – забезпечують підведення води від головного вузла до станційного комплексу, а також відведення спрацьованої води до русла ріки. До складу деривації входять також допоміжні споруди – акведуки, мости, труби під каналом для пропуску вод під час злив, комунікації, що перетинають транспортні лінії;

– станційного вузла, до якого входять:

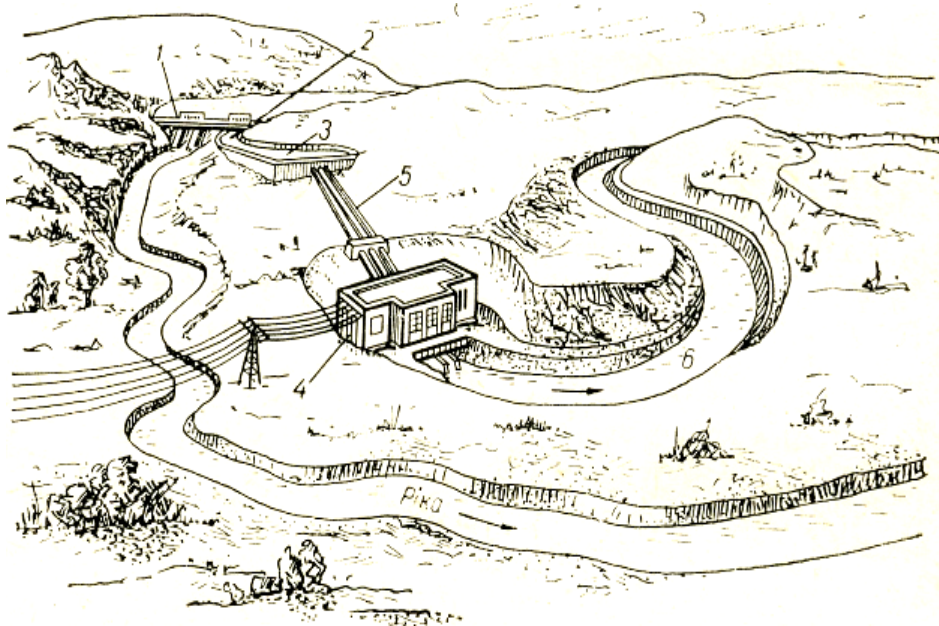
а) водонапірний басейн (при відкритій деривації) або зрівняльний резервуар (при закритій деривації) для розподілу потоків, що подаються до турбін;

б) турбінні напірні трубопроводи;

в) будівля гідроелектростанції з водовідвідним каналом.

1.4 Гребельно-дериваційні (змішані) схеми гідроелектростанцій

Змішана схема (рис.1.2.6) побудови станції застосовується в місцевостях з уклонами, що коливаються в межах 0,005...0,01. Напір створюється одночасним використанням греблі та дериваційних споруд. Гідроелектростанції, що побудовані за даною схемою, несуть в собі переваги і недоліки попередніх схем. При відсутності затоплювання земель, меншими питомими витратами на одиницю встановленої потужності, у них ускладнена система регулювання стоку, важкі умови експлуатації в зимовий період (шуга, лід).



1 – гребля; 2 – дериваційний канал; 3 – напірний басейн; 4 – будівля ГЕС;
5 – напірний трубопровід; 6 – водовідвідний дериваційний канал.

Рисунок 1.2.6 - Змішана (гребельно-дериваційна) схема ГЕС

1.5 Основні стадії проектування малих гідроелектростанцій

Процес проектування гідроелектростанцій складається з двох етапів:

1. Складання загальної схеми енергетичного використання ріки або групи річок (водноенергетична схема).

2. Складання проекту гідроелектростанцій у вибраному створі ріки.

На першому етапі проводять наступні розслідування:

– топографічні – виконують для планово-висотного обґрунтування проекту (дає можливість заздалегідь визначити доцільність будівництва);

– гідрологічні – вивчення режиму ріки та витрати води у створі гідроелектростанції;

– інженерно-геологічні та гідрогеологічні – для визначення показників міцності та надійності споруд гідроелектростанції.

Проектування станції проводиться за трьома послідовними стадіями:

– проектне завдання – в ньому подається схема використання водопотоку на вибраній ділянці, характеристика споживачів, що під'єднуються до станції (графіки навантаження, типи базових споруд та їх основні розміри, техніко-економічні матеріали (укрупнені кошториси, висновки про економічну доцільність будівництва станції);

– технічний проект – основний документ для будівництва, в якому остаточно встановлюються всі техніко-економічні показники, типи та конструкції споруд, вартість та строки будівництва;

– робочі креслення.

1.6 Сучасний стан малої гідроенергетики в Україні та Світі

Основою електроенергетики країни є ОЕС України, яка завдяки системоутворюючим й регіональним розподільчим лініям електропередач поєднує у єдиний технологічний комплекс виробників та споживачів електроенергії, централізовано постачає електроенергію внутрішнім споживачам, забезпечує експорт і транзит електроенергії.

Мала гідроенергетика дозволяє використати значний гідроенергетичний потенціал малих річок і притоків, в багатьох випадках забезпечити локальне електропостачання віддалених районів або населених пунктів, з обмеженою системою централізованого електропостачання, в країнах що розвиваються. До переваг малих ГЕС відносяться: порівняно невеликий об'єм інвестицій короткий термін будівництва що дозволяє прискорити отримання прибутку, мінімальний вплив на довкілля Малі ГЕС від 5 кВт до 30 МВт (Україна, Швейцарія) та 50 МВт (США), з гідроагрегатами які не перевищують 10 МВт потужності. Згідно міжнародної класифікації види підрозділяються на мікро-ГЕС (5-10) кВт, міні-ГЕС (100- 1000) кВт та малі-ГЕС (1000-30000) кВт У більшості розвинених країн досягнутий високий рівень освоєння ресурсів малої гідроенергетики. Так, потужність малих ГЕС, що експлуатуються складає: в Австрії – 1,1 млн. кВт, Франції – 2,1 млн. кВт, Німеччині – 1,6 млн. кВт, Норвегії – 1,4 млн. кВт, Іспанії – 1,8 млн. кВт, Швейцарії – 0,8 млн. кВт, Японії – 3,5 млн. кВт, Канаді – 2 млн. кВт. Широке освоєння малої гідроенергетики відбувається в країнах, що розвиваються. Світовим лідером у використанні малої гідроенергетики є Китай, де потужність малих ГЕС складає біля 35 млн. кВт з виробленням електроенергії до 110 млрд. кВт·рік і ведеться їх розгорнуте будівництво В Україні загальна потужність малих ГЕС, що експлуатуються, складає близько 70 МВт, і нараховують 45 ГЕС різного типу. Основним негативним фактором в розвитку МГЕС став процес консервації та стихійного демонтажу МГЕС спричинений розвитком ТЕС, ГЕС та АЕС великої потужності у 70-80-ті роки минулого століття. Сотні МГЕС були покинуті і поступово руйнувалися, зношувалося їх основне обладнання. Значна частина гребель нині зруйновані або знаходяться у аварійному стані. За проведеними дослідженнями в Інституті відновлювальної енергетики НАН України, невикористаний наявний потенціал МГЕС становить лише 240 МВт. При цьому сумарне середньорічне виробництво електроенергії на малих ГЕС в разі використання всього наявного потенціалу МГЕС оцінюється в обсязі приблизно

1 ТВт·рік або менше 0,62 % спожитої на внутрішньому ринку електроенергії України у 2013 році.

Метою даної дипломної роботи є аналіз роботи агрегатів малої ГЕС за основними показниками надійності для подальшої автоматизації цих об'єктів засобами автоматичного контролю, що дасть нам змогу усунути можливість виникнення раптових відмов і неполадок, контролювати процес роботи і своєчасно приймати необхідні рішення щодо раціонального використання природних ресурсів і робочого ресурсу обладнання.

2. АНАЛІЗ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ МАЛОЇ ГЕС ТА ЇЇ СКЛАДОВИХ ЧАСТИН

Для підвищення надійності роботи малої ГЕС і безперебійного електропостачання споживачів, необхідно провести аналіз роботи основного обладнання за базовими показниками надійності. Цей аналіз дасть можливість усунути неполадки, передбачати відмови, контролювати процес виробництва електроенергії, підвищити довговічність агрегатів.

2.1 Технічні характеристики електротехнічного об'єкта та основного обладнання.

Глибочанська ГЕС є об'єктом нашого дослідження, отож розглянемо основне обладнання встановлене на ній, а саме:

- Три гідрогенератори, типу ВГС-325/49-32, з такими номінальними параметрами : $I=286\text{А}$, $U=6300\text{В}$, $S=3125\text{кВА}$, $\cos\varphi=0,8$, $\text{ККД}=94,5\%$;
- Відкрита розподільча установка 35 кВ (ВРУ-35 кВ);
- Масляні вимикачі (МВ-10 кВ, ВМК-35 кВ):
 - МВ-10кВ, типу ВМГ-133, номінальні параметри: $I=600\text{А}$, $U=10\text{кВ}$;
 - ВМК-35 кВ, номінальні параметри: $I=1000\text{А}$, $U=35\text{кВ}$;
- Збудник генератора, типу ВВС-74/39-6, $U=160\text{В}$, $P=65\text{кВт}$;
- Головний щит управління ГЕС.

Отже, розглянемо детальніше принцип роботи основних агрегатів малої ГЕС.

Гідрогенератор — явнополюсний синхронний генератор змінного електричного струму, ротор якого приводиться в дію гідротурбіною. Переважно бувають гідрогенератори вертикального виконання, хоча існують і гідрогенератори горизонтального виконання. Конструкція і параметри гідрогенераторів регламентуються ГОСТ 5616-89.

Розподільний пристрій — це електричний пристрій для прийому електроенергії (від генераторів електростанції, трансформаторів, перетворювачів і ін.) і її розподілу між окремими споживачами.

До складу розподільних пристроїв входять: вимикачі електричні, роз'єднувачі, трансформатори струму і напруги, вимірювальні прилади, збірні шини, розрядники, реактори електричні. Для забезпечення можливості ремонту розподільних пристроїв або ділянок електромережі, не припиняючи енергопостачання споживачів, систему збірних шин розподільчих пристроїв секціонують.

Вимикачі серії МВ-10 кВ належать до типу малооливних і є триполюсним апаратом, призначеним для комутації високовольтних кіл змінного струму напругою 6-10 кВ, а також для автоматичного вимкнення цих кіл при струмах К.З. і перевантаженнях, які виникають при аварійних режимах роботи.

Оливні вимикачі типу ВМГ належать до класу малооб'ємних горшкових високовольтних вимикачів, в яких олива є тільки газогенеруючим дугогасним середовищем і, частково, ізоляцією між розімкнутими контактами.

Малооб'ємний вимикач типу ВМГ є триполюсним апаратом, призначеним для роботи в закритих розподільчих установках напругою 10(6) кВ змінного струму частотою 50 Гц.

Управління вимикачем може здійснюватись за допомогою електромагнітного або пружинного привода. При цьому ввімкнення вимикача відбувається з допомогою енергії привода, а вимкнення – за допомогою енергії вимикаючих пружин самого вимикача.

Високовольтні масляні вимикачі ВМК-35 призначені для комутації електричних ланцюгів при нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму класу напруги 35 кВ частоти 50(60) Гц для відкритих і закритих розподільних пристроїв.

Збудник (електричний) - джерело електричного струму (як правило, постійного), призначене для живлення обмотки збудження основного генератора. Частіше за все, збудник являє собою звичайний генератор постійного струму, що обертається від одного валу з основним генератором (або з'єднаний з цим валом). Струм, який збудник генерує і подає на основний генератор набагато менший, ніж той, що виробляється основним генератором.

Таким чином за допомогою струму збудження легше регулювати струм, що генерується основним потужним генератором.

Завдяки збуднику можна керувати основним генератором (при постійному обертанні його вала, сам генератор можна вмикати, вимикати, регулювати його струм), а також регулювати вихідні струми при зміні частоти обертання ротора основного генератора.

Вся інформація про стан та роботу вище описаних агрегатів передається на головний щит управління.

Щит управління – це комплектний пристрій для централізованого контролю і управління технологічними процесами промислових підприємств, електростанцій, систем водо-, газо-, електропостачання і т.п. На щиту управління розміщуються вимірювальні і контрольні прилади, світлові індикатори, ключі управління і мнемонічні схеми .

Щити управління комплектують з врахуванням найкращої видимості приладів і зручності доступу до них.

2.2. Дані про дефекти основного обладнання

Дані про дефекти та відмови основного обладнання Глибочанської ГЕС, були зібрані протягом 5 років експлуатації, збір проводився черговим персоналом станції і записувався в журнал «реєстрації відмов та дефектів». Формування методики та обробка результатів спостереження виконувалась автором.

Зібрані дані, які характеризують безвідмовну роботу Глибочанської ГЕС зображено у таблицях 1, 2 і 3.

Таблиця 1. Дефекти на гідрогенераторах.

Місце дефекта	№п/п	Дата	Суть дефекта
Назва об'єкту ГГ-2 (ВГС-325/49-32) I= 286А U=6300В S=3125 кВА	1	30.07.02 (20:40)	«земля» у колах статора генератора 2 кВ (31.07 – дефект не виявлено, «земля» у колах статора генератора зникла); дефект самоліквідувався.

Продовження таблиці 1

	2	23.08.02 (08:00)	– впала напруга та зупинився лічильник (24.08 – дефект усунено);
	3	28.03.03 (09:45)	– при відключенні ГГ-2 ключом управління не відключився МВ-35 кВ (28.03 – дефект усунено)
	4	27.02.04 (07:03)	– відключення ГГ-2. Спрацював направляючий апарат при цьому не відключився МВ-35 кВ, відключено ключом ЗКУ дистанційно. При повторному відключенні ГГ-2 випав блінкер-«обрив» кола диференційного захисту і ГГ-2 відключився від системи (02.03 – дефект усунено).
	5	02.07.04 (18:00)	– гріється електродвигун МНУ-2 27 БУ (пропускає пневмоклапан гальм гідрогенератора, від чого часто включається Електродвигун компресора).
	6	19.09.04 (23:05)	– при відключенні ГГ-2 не відключається ключом 1КУ (відключено ключом ЗКУ). 23.09. – дефект усунено (замінено кінцевий вимикач на РС-3000).
	7	06.12.04 (17:08)	– не запускається ГГ-2, спрацьовано «диференційний захист обрив кола» (07.12 – дефект усунено, При зниженій напрузі генератор може не запуснитись, рекомендується відрегулювати блінкер сигнального реле системи захисту генератора).

Продовження таблиці 1

	8	03.03.05 (08:15)	– при запуску ГГ-2 не вмикається автомат гасіння поля (АГП-2)
Назва об'єкту ГГ-3 (ВГС-325/49-32) I= 286А U=6300В S=3125 кВА	9	06.08.01 (02:00)	– при відключенні ГГ-3 не закривається направляючий апарат автоматично.
	10	22.04.02	– при відключенні від системи (відключився МВ-35 кВ Л-1) не відключився захистом МВ-35 кВ ГГЗ. Генератор пішов у рознос. 07.05.02 – дефект усунено.
	11	30.03.03 (19:45)	– биття вала турбіни в межах направляючого підшипника (05.05.03 – замінено турбінний підшипник).
	12	02.04.03 (06:20)	– сторонній шум у тормозних колодках. 12.04 – дефект усунено, замінені тормозні колодки.
	13	04.06.03 (06:25)	– при включенні в роботу і відкриті направляючого апарати на 30% гідрогенератор не розкрутився (дефект усунено 04.06.03).
	14	03.03.04 (03:05)	– при відключенні ГГ-3 направляючий апарат автоматично не закривається повністю.
	15	05.01.05	– при огляді ГГ-3 виявлено знижений рівень масла в нижній масляній ванні генератора (дефект усунено).

Таблиця 2. Дефекти на ВРУ-35 кВ.

Назва об'єкту ВРУ-35 кВ	1	20.02.03 (09:00)	– при огляді обладнання було виявлено, що гріється контакт ШР-35 «Л1» фази «С», губки ЛР-35 фази «А», «В», «С» зі сторони МВ-35, контакт ТС-35 фази «С» із сторони МВ-35 (20.02 – дефект усунено).
----------------------------	---	---------------------	--

Продовження таблиці 2

	2	01.04.03 (08:30)	– ячейка 35кВ «Гордівка» фази «С» на ТС-35 низький рівень масла (22.04.03 – дефект усунено, зроблено ревізію ТС).
	3	19.12.03 (21:05)	– ячейка 35 кВ «Л2» сторонній шум і потріскування в ТС фаза «С» (30.12.03 – дефект усунено).
	4	01.07.04 (16:57)	– при огляді після відключення МВ-35 захистом «підвищена напруга», відключений МВ-35 «Л1» МВ-35 «Тростянець», МВ-35 «Л2» не відключився «диміла котушка» відключення МВ-35 «Л-2» відключив вручну.
	5	11.07.04 (08:25)	– не працює лічильник №6790 (ПЛ-35 «Гордівка»). (13.07. (16:20) дефект усунено).
	6	23.11.04 (09:40)	– при огляді в ячeyці 3 НОМ-35 занижений рівень масла в фазі «А».
	7	28.12.04 (21:00)	- не працює дублюючий лічильник 35 кВ ПЛ «Тростянець».
	8	18.03.05 (06:05)	– не працює контрольний лічильник на ПЛ-35 «Тростянець» №6792.

Таблиця 3. Дефекти масляного вимикача 10 кВ.

МВ-10кВ (ВМГ-133)	1	09.04.03 (8:30)	МВ-10кВ ГГ-1 на фазі «В» занижений рівень масла. МВ-10кВ фідера №4 на фазі «В» занижений рівень масла. 09.04.03 (17:00)дефект усунено.
	2	08.08.03 (10:00)	МВ-10кВ фідера №3. Не відключається дистанційно МВ-10кВ фідера №3. 11.08.03(17:00) дефект усунено.

Продовження таблиці 3

	3	20.12.03 (00:30)	МВ-10кВ фідера №1 кабельний відсік- висока температура контакту. 25.12.03 дефект усунено.
	4	11.03.04 (04:05)	Спрацював захист «струмова відсічка» відключився МВ-10кВ ТСН-1.
	5	17.05.04 (19:50)	МВ-10кВ фідер №1 15 відключень струмами К.З.
	6	30.06.04 (16:10)	При огляді ЗРУ-10 кВ в ячійці ГГ-1 МВ-10кВ в лівому горшкові нижній рівень масла, МВ-10кВ фідера №4 в лівому горшкові нижній рівень масла, МВ-10кВ Т-4 в лівому горшкові нижній рівень масла, в середньому занижений рівень масла. 01.07.04 (17:00) дефект усунено.
	7	28.07.04 (8:30)	При огляді ЗРУ-10 кВ виявлено: низький рівень масла у вимикачах МВ-10кВ. 16.08.04 (11:25) дефект усунено.
	8	29.07.04 (8:30)	МВ-10кВ фідер №1 16 відключень струмами К.З.
	9	01.10.04 (9:04)	При огляді ЗРУ-10 кВ виявлено: занижений рівень масла в горшкові фідера №3, фаза «В». 01.10.04 (17:00) дефект усунено.
	10	07.10.04 (19:50)	МВ-10кВ фідер №4 11 відключень струмами К.З.

Продовження таблиці 3

	11	23.11.04 (09:40)	При огляді ЗРУ-10кВ в ячійці фідера №1 занижений рівень масла в фазі «С». Ячійка фідера №3 не продивляється рівень масла в фазі «В». 23.11.04 (17:00) дефект усунено.
	12	05.06.05 (07:00)	ЗРУ-10 кВ виявлено: фідер №1, фідер №2 на кожному- нижній рівень масла у МВ-10кВ. 05.06.05 (17:00) дефект усунено.

Проаналізуємо надійність роботи Глибочанської ГЕС, використовуючи кругову діаграму.

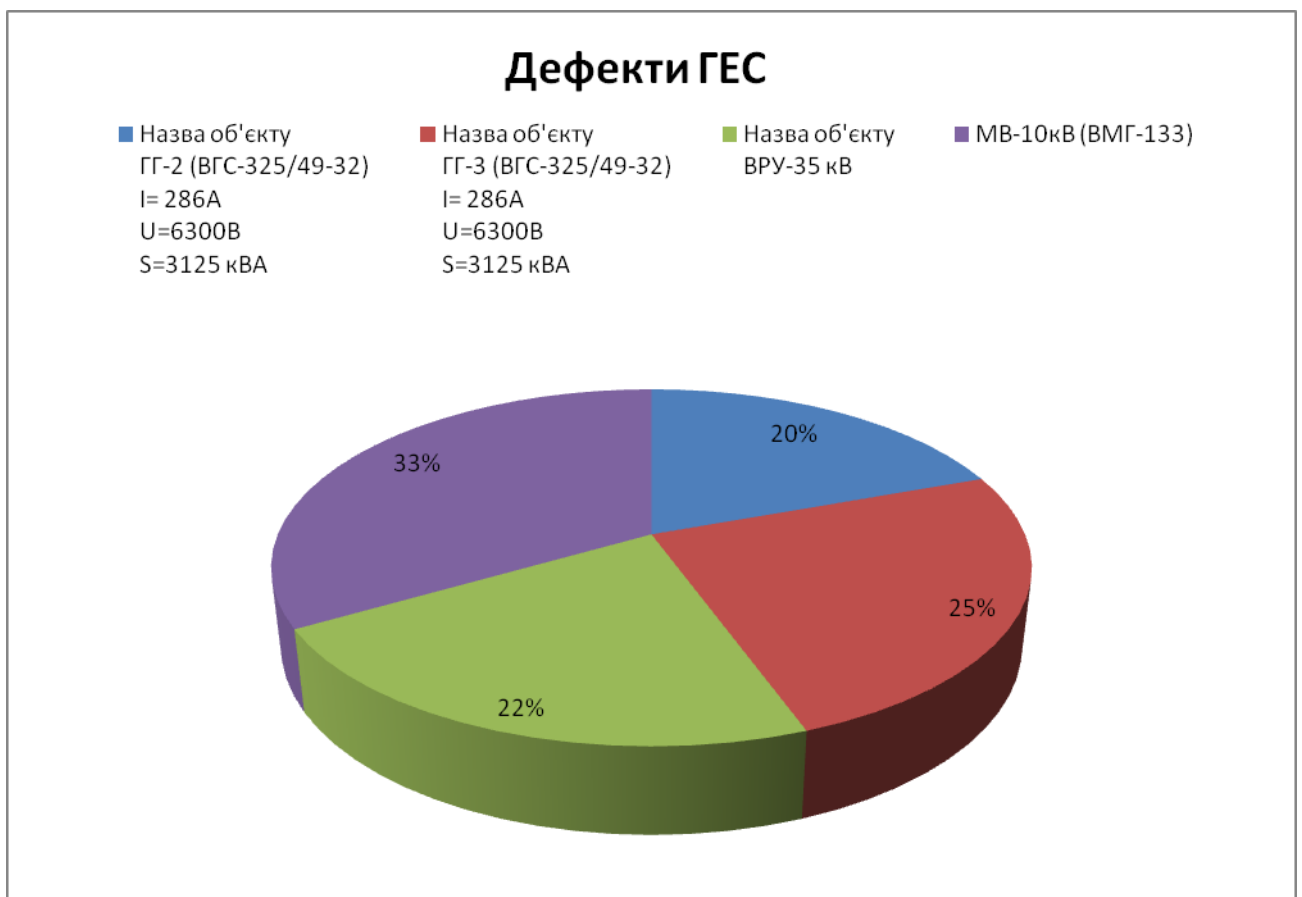


Рисунок 1. Кругова діаграма дефектів ГЕС.

Як показує кругова діаграма, найбільший відсоток дефектів припадає на масляний вимикач МВ-10 кВ, а саме 33%. На гідрогенераторі №3 відсоток дефектів становить 25%, а на гідрогенераторі №2 – 20%. На ВРУ-35 кВ відсоток дефектів – 22 %.

2.3 Аналіз надійності агрегатів малої ГЕС

Провівши збір інформації, яка характеризує безвідмовність роботи Глибочанської ГЕС, отримані дані можна проаналізувати кількома показниками надійності.

Надійністю – називають властивість технічного об'єкту (ТО) зберігання в часі і встановлених межах значення всіх параметрів, які характеризують властивість ТО виконувати свої функції в заданих режимах і умовах. Ще на стадії проектування, коли значення параметрів майбутнього ТО тільки вибираються, конструктори беруть до уваги і повинні забезпечити, щоб у даного ТО був визначений запас надійності, і закладають цей запас в конструкцію. Технологи контролюють процеси виготовлення, монтажу і зборки та забезпечують втілення закладених в проект якостей. Коли готовий ТО потрапляє на виробництво, то відповідальність за його надійність бере технічна служба, яка намагається дотримуватися всіх правил експлуатації, своєчасно контролювати стан ТО, займатися його ремонтом і випробовуванням після ремонту. Надійність тісно пов'язана з різними сторонами експлуатації ТО. Найбільш просто і коротко надійність можна визначити як властивість ТО не виходити з ладу і виконувати свої функції в повному об'ємі. Іншими словами, добре спроектований, якісно виготовлений, детально і всесторонньо випробуваний до початку експлуатації та при самій експлуатації згідно технічних умов (ТУ) ТО на протязі всього часу повинен працювати без будь-яких зупинок, крім передбачених в плановому порядку, або викликаних організаційними факторами.

Пошкодженням називається подія, що полягає в порушенні справності ТС або її складових частин із-за впливу зовнішніх умов, що перевищують рівні, встановлені НТД. Відмова – це випадкова подія, що полягає в порушенні

працездатності ТС під впливом ряду випадкових чинників. Пошкодження може бути істотним і з'явитися причиною відмови і неістотним, при якому працездатність ТС зберігається. Стосовно до відмов і пошкодження розглядають критерій, причину, ознаки прояву, характер і наслідки. Працездатний стан ТС визначаються безліччю заданих параметрів і допусками на них – допустимими межами їх зміни. Надійність розглядається як самостійна властивість ТО, яка відображає випадкові події, пов'язані з його відмовами при використанні. Основу чисельного визначення показників надійності складає така наука як теорія ймовірності (розділ математики, що вивчає закономірності, яким підпорядковуються випадкові явища). Основним поняттям теорії ймовірності є дослід і подія, а також їх ймовірність. Під дослідом в теорії ймовірності розуміють сукупність явищ, при яких може спостерігатися деякий кількісний або якісний результат, що називається наслідком. Подія – очікуваний результат дослід, який спостерігається. Ймовірністю події називається таке число, яке тим більше, чим більша ймовірність цієї події. В теорії надійності як подія розглядається відмова, тобто подія, наслідком (результатом) якої є перехід ТО в непрацездатний стан. Непрацездатним називається стан, при якому ТО не в змозі виконувати задані функції, а працездатним – стан, при якому він виконує свої функції. Причинами відмови можуть бути дефекти, які мали місце при конструюванні, виробництві і ремонтах, порушеннях правил експлуатації, природні процеси зносу та старіння.

Надійність є лише однією з властивостей ТО, яка відрізняється від решти властивостей тим, що проявляє себе лише в процесі експлуатації. Іншими словами, надійність – це здатність ТО, розвернута в часі. Надійність – комплексна властивість, яка, в залежності від специфіки ТО і умов його експлуатації, включає в себе: безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність та зберігаємість окремо, або у визначеному поєднанні, причому, як для ТО, так і для його окремих частин. Безвідмовність – це

властивість ТО зберігати працездатний стан на протязі визначеного (заданого) часу при нормальних умовах експлуатації.

Ремонтопридатність характеризує надійнісні властивості ТО, які вже втратили працездатний стан. Довговічність – властивість зберігати працездатний стан до настання граничного стану при відповідному обслуговуванні і, можливо, при багаторазових ремонтах. Для ТО, які рідко використовуються, але довго зберігаються, розглядають ще одну складову надійності. Збереженість – це властивість ТО зберігати працездатний стан незалежно від впливу несприятливих умов при тривалому зберіганні і транспортуванні. Таким чином, поняття надійності є фундаментальним поняттям, яке охоплює всі етапи технічної експлуатації ТО. В першу чергу, надійність є складовою частиною більш широкого поняття – ефективності. Під ефективністю розуміють властивість ТО виконувати задані функції з потрібною якістю. Ефективність ТС - це властивість системи виконувати задані функції з необхідною якістю. Причому на ефективність функціонування ТС разом з надійністю впливають і інші характеристики, такі як точність, швидкодія, перешкодостійкість і т.д. Таким чином, основним завданням при проектуванні ТС різного призначення можна назвати підвищення ефективності і якості, а, отже, поліпшення таких характеристик ТС, як надійність, міцність, швидкодія і т.д.

Конструктивно всі ТЗ можна розділити на невідновлювані та відновлювані. Невідновлюваними називають такі ТЗ, що у процесі виконання своїх функцій не можуть ремонтуватися, а відновлювані – ремонтуються. З огляду на цю властивість окремо розраховують і нормують показники надійності для відновлюваних та невідновлюваних ТЗ.

Найчастіше нормованими показниками надійності відновлюваних ТЗ є параметр потоку відмов $\omega(t)$, середнє напрацювання до відмови, коефіцієнт готовності, коефіцієнт вимушеного простою та інші.

Середнім напрацюванням до відмови відновлюваного ТЗ називається середнє значення часу між сусідніми відмовами. Для одного ТЗ статистична оцінка середнього напрацювання до відмови буде дорівнювати:

$$t_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n \frac{t_i}{n},$$

де t – час справної роботи ТЗ між $(i - 1)$ -ою та i -ою відмовами, днів;

n – число відмов за час t .

Отже, середнє напрацювання до відмови для ГГ-2 становить:

$$t_{\text{ср}} = \frac{913}{8} = 114 \text{ днів}$$

Для ГГ-3 :

$$t_{\text{ср}} = \frac{1219}{7} = 174 \text{ днів}$$

Для ВРУ-35 кВ:

$$t_{\text{ср}} = \frac{758}{8} = 94 \text{ днів}$$

Для МВ-10 кВ:

$$t_{\text{ср}} = \frac{763}{8} = 95 \text{ днів}$$

Коефіцієнтом готовності називається відношення часу справної роботи до суми часу справленої роботи і вимушених простоїв ТЗ, взяти за один і той самий календарний термін.

Відповідно до означення статистична оцінка коефіцієнта готовності буде дорівнювати:

де t_p – сумарний час справної роботи ТЗ, днів;

t_n – сумарний час вимушеного простою ТЗ, днів.

Отже, коефіцієнт готовності для ГГ-2 буде дорівнювати:

Для ГГ-3 :

Для ВРУ-35 кВ:

Для МВ-10 кВ:

Ймовірність безвідмовної роботи $P(t)$ називається ймовірність того, що за певних умов експлуатації в заданому інтервалі часу або у межах заданого напруцювання t не відбудеться жодної відмови.

Ймовірність безвідмовної роботи визначається:

$$P(t) = \frac{N_0 - n(t)}{N_0},$$

де $n(t)$ – кількість обладнання, що відмовили за час t .

Для гідрогенераторів вірогідність безвідмовної роботи, виходячи із наших даних становить:

$$P(t) = \frac{3 - 2}{3} = 0,33$$

Для масляного вимикача вірогідність безвідмовної роботи становить:

$$P(t) = \frac{4 - 2}{4} = 0,5$$

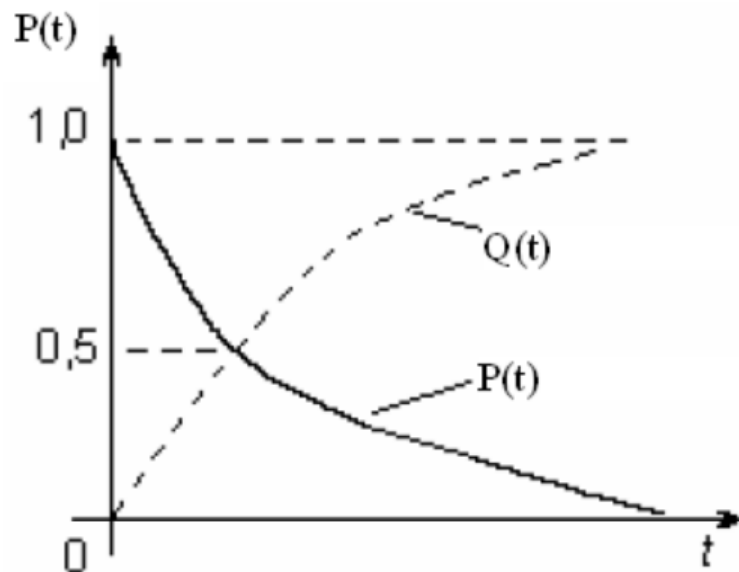


Рисунок 2. Характеристика зміни ймовірностей безвідмовної роботи ($P_1(t)$) та ймовірності відмови ($Q(t)$)

Аналізуючи розраховані дані, спостерігається, що із збільшенням часу досліджень ймовірність безвідмовної роботи падає. На рис. 2 ця залежність показана графічно.

Будь-який технічний засіб з початку і до кінця експлуатації має три найбільш характерних періоди роботи:

- 1) припрацювання ($0 < t < t_1$);
- 2) нормальна експлуатація ($t_1 < t < t_2$);
- 3) старіння чи знос ($t > t_2$) (рис. 2.1).



Рисунок 3. – Залежність інтенсивності відмов від часу роботи ТЗ

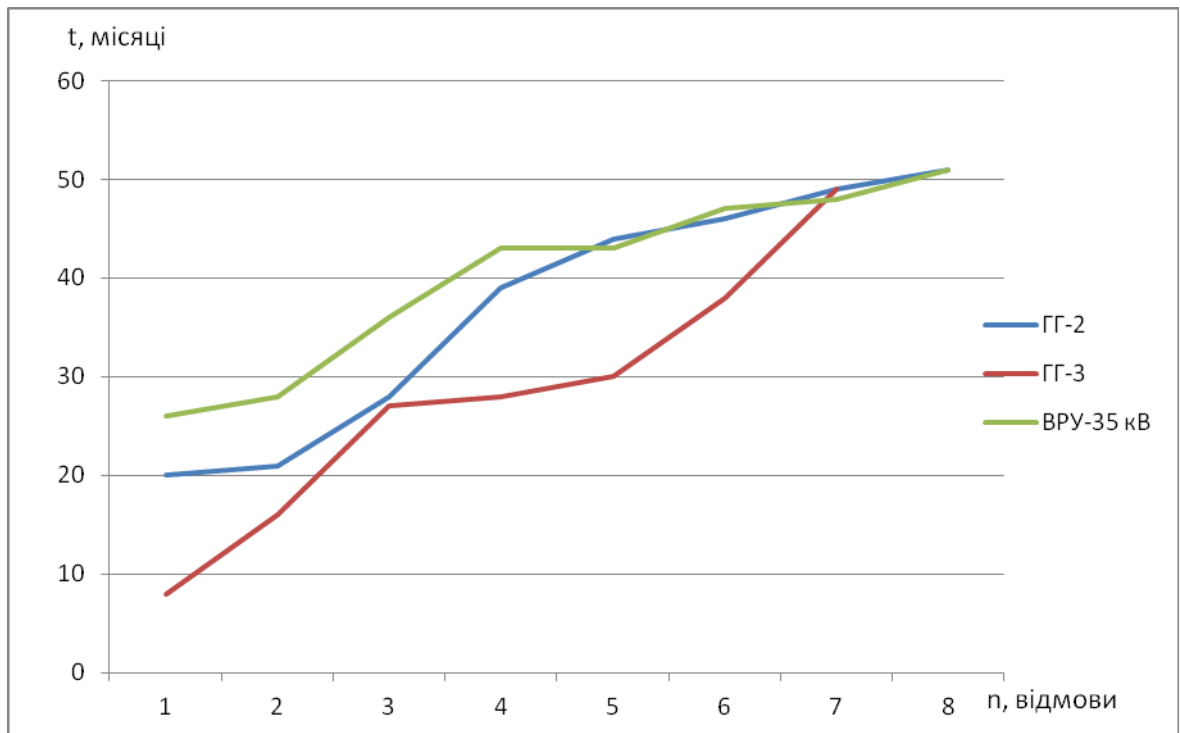
Період припрацювання характеризується високою інтенсивністю відмов, викликаних відхиленням від вимог конструкторсько-технологічної документації, що розподіляються за законом розподілу Вейбулла й усуваються за рахунок введення технологічного припрацювання («технологічного прогону»). Як видно з рис. 3 інтенсивність відмов на першому періоді монотонно зменшується.

Період нормальної експлуатації характеризується мінімальною і постійною інтенсивностями відмов. Ці відмови називаються раптовими, носять випадковий характер і розподіляються як правило за експоненціальним законом розподілу. Тут інтенсивність відмов залишається приблизно однаковою (див. рис. 3).

Період старіння або зносу характеризується різким збільшенням інтенсивності зносових відмов, що розподіляються за нормальним законом розподілу (законом Гаусса). На третьому періоді, як видно з рис. 3, інтенсивність відмов постійно зростає.

Побудуємо графік інтенсивності відмов для всіх досліджуваних агрегатів, за термін спостереження 5 років (60 місяців).

В основу графіка було взято період спостереження 60 місяців – вісь ординат (t), а також кількість відмов (n) по кожному агрегату за цей період – вісь абсцис.



Графік 1. Інтенсивність відмов по кожному агрегату за досліджувані роки

Аналізуючи даний графік, спостерігається, що кількість відмов кожного агрегату малої ГЕС збільшується, а інтервал між ними зменшується, тобто інтенсивність відмов зростає. Посилаючись на рисунок 2 можна сказати, що за роки спостереження наше обладнання працює в нормальному режимі експлуатації. Але варто зауважити, що в останні місяці спостереження інтенсивність відмов збільшилась, що свідчить про те, що обладнання поступово переходить у третю фазу експлуатації – період старіння (знос).

Висновки до другого розділу

В другому розділі надано технічні характеристики енергетичного об'єкту і основних агрегатів. Показано дані про дефекти на основному обладнанні, а також проведено аналіз надійності по основним критеріям. З аналізу нам стало відомо, що середнє напрацювання на відмову у ГГ-2 становить 114 днів, для ГГ-3 в свою чергу 174 дні, для ВРУ-35 кВ – 94 дні, а для МВ-10 кВ – 95 днів. Також коефіцієнт готовності показав, що для ГГ-2 він становить 0,99, для ГГ-2 – 0,96, для ВРУ-35 кВ – 0,97, а для МВ-10 кВ – 0,98. Вірогідність безвідмовної роботи для гідроагрегатів за досліджуваний період становить 0,33, а для масляних вимикачів 0,5, це свідчить про те, що за період спостереження з ладу

вийшли два з трьох гідрогенератори, а також в свою чергу два масляні вимикачі залишились справними і два виходили з ладу.

Планується розробити алгоритм функціонування в автоматизованому режимі та застосувати засоби для діагностування, контролю і керування основним обладнанням, для підвищення надійності роботи малої ГЕС. Тобто планується встановити на масляні вимикачі датчики рівня, для постійного контролю наявності масла у горшках вимикача, а також на підшипники гідрогенератора встановити датчики контролю вібрації, для діагностування стану і передбачення їхнього виходу з ладу.

3. СИНТЕЗ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ, КОНТРОЛЮ ТА ІНФОРМАЦІЙНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Наш час одним з найбільш прогресивних напрямків у загальному розвитку науки й техніки є заміна операцій людини в процесах керування функціонуванням певних технічних пристроїв, тобто автоматизація таких процесів. Це обумовлюється в першу чергу тим, що через фізіологічні й психологічні особливості людини-оператора ефективність процесів керування звичайно не може досягати можливих оптимальних значень. При цьому все більшого значення набуває автоматичне керування. Автоматизовані системи керування (АСК) являють собою сукупність автоматичних керуючих пристроїв і керованого об'єкта, взаємодіючих один з одним без особистої участі людини. Таким чином, АСК — чисто технічні пристрої, що безпосередньо виконують заданий алгоритм функціонування установок, що діють незалежно один від одного.

3.1 Аналіз функціональних вимог системи керування, контролю та інформаційного забезпечення

На теперішній час автоматизовані системи (АС) отримали широке поширення у всіх сферах людської діяльності. Немислимою без них є сучасна організація різних галузей виробництва, науки, техніки, освіти, медицини і енергетики. Розвиток інформаційних технологій призвів до появи нових прогресивних методів, засобів та технологій обробки та передавання інформації. Все це обумовлює необхідність створення сучасних АС різного функціонального призначення.

В сучасній інженерній термінології зустрічаються слова-синоніми. Тому будемо вважати словами-синонімами наступні словосполучення:

- "Автоматизована система керування" (АСК);
- "Автоматизована система управління" (АСУ);
- "Комп'ютерна система управління" (КСУ).

Державний стандарт України ДСТУ 2226-93 установлює терміни та визначення основних понять у галузі АС та поширюється на АС, використовувані в різних сферах діяльності людини (керування, дослідження, проектування тощо), змістом яких є перероблення інформації. Стандарт не поширюється на терміни та визначення в галузі АС, призначених для безпосереднього оброблення (виготовлення, зберігання, транспортування) будь-яких виробів, матеріалів або енергії.

Згідно даного державного стандарту автоматизована система (АС) – організаційно-технічна система, що складається із засобів автоматизації певного виду (чи кількох видів) діяльності, людей та персоналу, що здійснює цю діяльність.

Згідно ДСТУ 2941-94 АСК – це сукупність керованого об'єкта й автоматичних вимірювальних та керуючих пристроїв, у якій частину функцій виконує людина.

Послідовність дій компонентів АС під час виконання нею своїх функцій називається алгоритмом функціонування АС. Задача АС представляє собою функцію чи частину функцій АС, що є формалізованою сукупністю автоматичних дій, виконання яких приводить до результату заданого виду.

Керований елемент – це такий елемент об'єкту керування або АС, завдяки здійсненню керування яким реалізується одна чи кілька функцій АС.

Керівний елемент – елемент, що реалізує процес керування. Задачею АС є функція чи частина функції АС, що є формалізованою сукупністю автоматичних дій, виконання яких приводить до результату заданого виду.

Об'єкт керування – умовно виокремлена частина системи, на яку впливає система керування для досягнення необхідного результату.

Керування – сукупність цілеспрямованих дій, що включає оцінку ситуації та стану об'єкта керування, вибір керівних дій та їх реалізацію.

На рис.3.1 представлено структуру системи керування.

Функція АС є сукупністю дій системи, спрямованих на досягнення певної мети.

На будь-якому підприємстві чи організації виникає проблема керування даними, яке забезпечило б найбільш ефективну роботу. Для ефективного керівництва організацією й оптимального виконання робіт сучасним керівникам і фахівцям постійно потрібно мати в розпорядженні повну й достовірну інформацію. Цього можна досягти в цей час тільки за допомогою засобів і методів автоматизації інформаційних потоків.

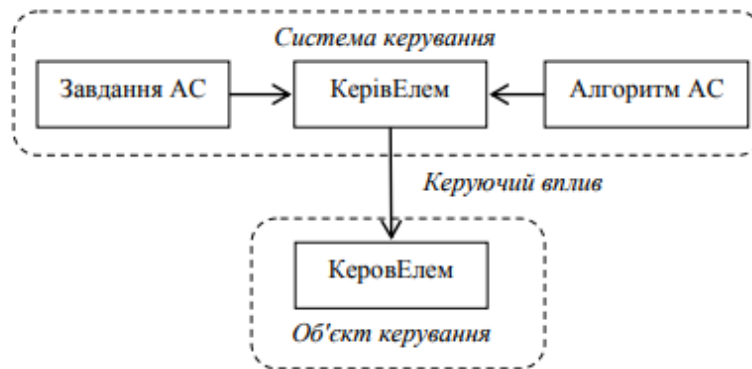


Рисунок. 3.1. Структура системи керування:

КерівЕлем – керівний елемент; КеровЕлем – керований елемент

Інформаційний потік представляє собою стабільний рух інформації, спрямований від джерела інформації до отримувача, визначений функціональними зв'язками між ними.

Правильний вибір або розробка програмних продуктів для автоматизації інформаційних потоків у рамках автоматизованих систем – найперше завдання сучасних організацій. Введення нових безпаперових технологій, що використовують ПЕОМ і нові організаційні форми їх застосування, підвищує вимоги до оперативності інформаційного обміну.

Все більшої актуальності набуває поняття інформатизація, яке визначається як діяльність, спрямована на створення та широкомасштабне використання в усіх сферах життя суспільства інформаційних технологій.

Інформаційні технології призначені для зниження трудомісткості процесів використання інформаційних ресурсів. Поняття та визначення інформаційних технологій регламентується комплексом стандартів на автоматизовані системи.

Інформаційна технологія – це сукупність методів, виробничих процесів та програмно-технічних засобів, об'єднаних у технологічний ланцюжок, що забезпечує виконання інформаційних процесів з метою підвищення їхньої надійності та оперативності і зниження трудомісткості ходу використання інформаційного ресурсу.

Комп'ютеризація є автоматизацією за допомогою комп'ютерів, а об'єктом автоматизації – сукупність функцій людини чи людино-машинного комплексу, що підлягають автоматизації.

Одним з напрямів науково-технічного прогресу, спрямованих на застосування саморегульованих технічних засобів, економіко-математичних методів і систем керування, що звільняють людину від участі в процесах отримання, перетворення, передачі і використання енергії, матеріалів чи інформації, істотно зменшують міру цієї участі чи трудомісткість виконуваних операцій є автоматизація.

Згідно ДСТУ 2226-93 "Автоматизація – впровадження автоматичних засобів для реалізації процесів". Автоматизація, окрім об'єкта керування вимагає додаткового застосування давачів (сенсорів), керуючих пристроїв (контролерів із засобами вводу-виводу), виконавчих механізмів та у переважній більшості базується на основі використання електронної техніки та методів обчислень, що іноді копіюють нервові і розумові функції людини.

Однією із найістотніших характеристик АС є швидкість (час) реакції на зміну станів керованого процесу.

Режим реального часу – це режим оброблення даних, який забезпечує взаємодію обчислювальної системи із зовнішніми по відношенню до неї процесами в темпі, сумірному зі швидкістю протікання цих процесів (ГОСТ 15971).

На сьогоднішній день в перспективі в енергобалансі всіх країн світу зростає частка відновлювальних джерел електроенергії. Так, у країнах Євросоюзу розглядається можливість доведення цієї частки в 2020 р. до 20%. Значна роль тут відводиться ГЕС, зокрема малим ГЕС. Із зростанням значення

малих ГЕС в енергобалансі країни актуальним стає розвиток методичного, інформаційного й технічного забезпечення експлуатації малих ГЕС. Важливим у цьому напрямку є комплексність і методологічна єдність у прийнятті рішень щодо покращення експлуатаційних характеристик малих ГЕС при роботі їх в енергосистемі. Як показує досвід експлуатації різних електроенергетичних об'єктів, у тому числі електростанцій, найліпше це досягається із застосуванням автоматизованих систем керування (АСК).

Експлуатація малих гідроелектростанцій має ряд особливостей, порівняно з традиційними джерелами енергії :

- невелика одинична потужність ГЕС (від 100 кВт до 20 МВт) та часто низький коефіцієнт використання встановленої потужності протягом доби не дозволяють отримувати значні надходження від реалізації електроенергії, що призводить до необхідності максимального скорочення експлуатаційних витрат;

- одному суб'єкту енергоринку може підпорядковуватися 10 і більше малих ГЕС, розташованих у різних областях та регіонах країни, що істотно ускладнює централізацію диспетчерського керування ними, враховуючи практичну відсутність промислових каналів зв'язку;

- підвищення вимог енергоринку щодо автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) в області оперативності обміну інформацією між операторами та споживачами вимагає вдосконалення засобів інформаційного забезпечення, встановлених на малих ГЕС;

- продуктивність малих ГЕС значною мірою залежить від фактично непередбачуваного впливу навколишнього середовища, що призводить до ускладнень у процесі планування режимів їх роботи;

- неузгодженість норм і правил експлуатації водних ресурсів у поєднанні з людським фактором накладає штучні, часто необґрунтовані, обмеження в задачах забезпечення ефективності роботи гідроелектростанцій цього класу.

Для забезпечення ефективної експлуатації малих ГЕС необхідним є впровадження засобів автоматизації процесу вироблення електроенергії. При

цьому автоматизовані системи керування, що розробляються, мають забезпечувати виконання таких задач:

- повна автоматизація інформаційного обміну між ГЕС та розрахунково-диспетчерським центром (у перспективі – оператором енергоринку) для розв’язання задач комерційного обліку електроенергії;

- контроль стану основного обладнання, його захист у аномальних режимах роботи та забезпечення надійності роботи ГЕС у цілому;

- забезпечення централізованого керування основними процесами, маневреності ГЕС та максимальної ефективності використання первинної енергії протягом заданого періоду роботи.

3.2 Формування алгоритму функціонування системи керування, контролю та інформаційного забезпечення

Для реалізації вказаних задач необхідною умовою є забезпечення можливості контролю та керування об’єктом у реальному часі. Для цього потрібно розглянути наявний алгоритм функціонування об’єкту спостереження.

Отже, розглянемо алгоритм пуску малої ГЕС в роботу (рис. 3.2):

1. Диспетчер перевіряє рівень води у водосховищі, щоб він задовольняв умови роботи.

2. Складається схема синхронізації частоти генератора із об’єднаною енергетичною системою України (ключами К1, К2, К3), для цього служить реле різниці частот (ІРЧ).

3. Гідрогенератор (ГГ) потрібно ввести в холостий хід, для цього направляючий апарат відкривається на 30%.

4. Дистанційно ключем вмикається регулятор РС-3000, який в свою чергу подає живлення на направляючий апарат, гідрогенератор набирає оберти холостого ходу, а саме 187 об/хв, що відповідають номінальній частоті мережі 50 Гц.

5. ІРЧ спрацьовує і вмикає масляний вимикач (МВ), який в свою чергу під’єднує ГГ до шин мережі, також своїми додатковими контактами МВ вмикає автомат гасіння поля (АГП), подається збудження на ротор ГГ.

6. Направляючий апарат регулятором РС-3000 відкривається на 84 %, ГГ працює під навантаженням.

Зупинка проводиться в зворотному порядку.

Недоліками даного алгоритму є:

- Рівень води у водосховищі контролюється диспетчером візуально, а не відповідними засобами автоматизації;
- У гідрогенераторах не контролюється рівень вібрації, а тільки температура підшипників, обмоток статора і ротора, що не дає нам повної інформації про роботу даного агрегату;
- Наявне тільки одне реле різниці частот (ІРЧ) на три генератори, тобто немає резервування даного приладу, що може призвести до простою ГЕС при виході його з ладу;
- Не контролюється рівень масла у масляних вимикачах, що не гарантує надійності спрацювання захисту.

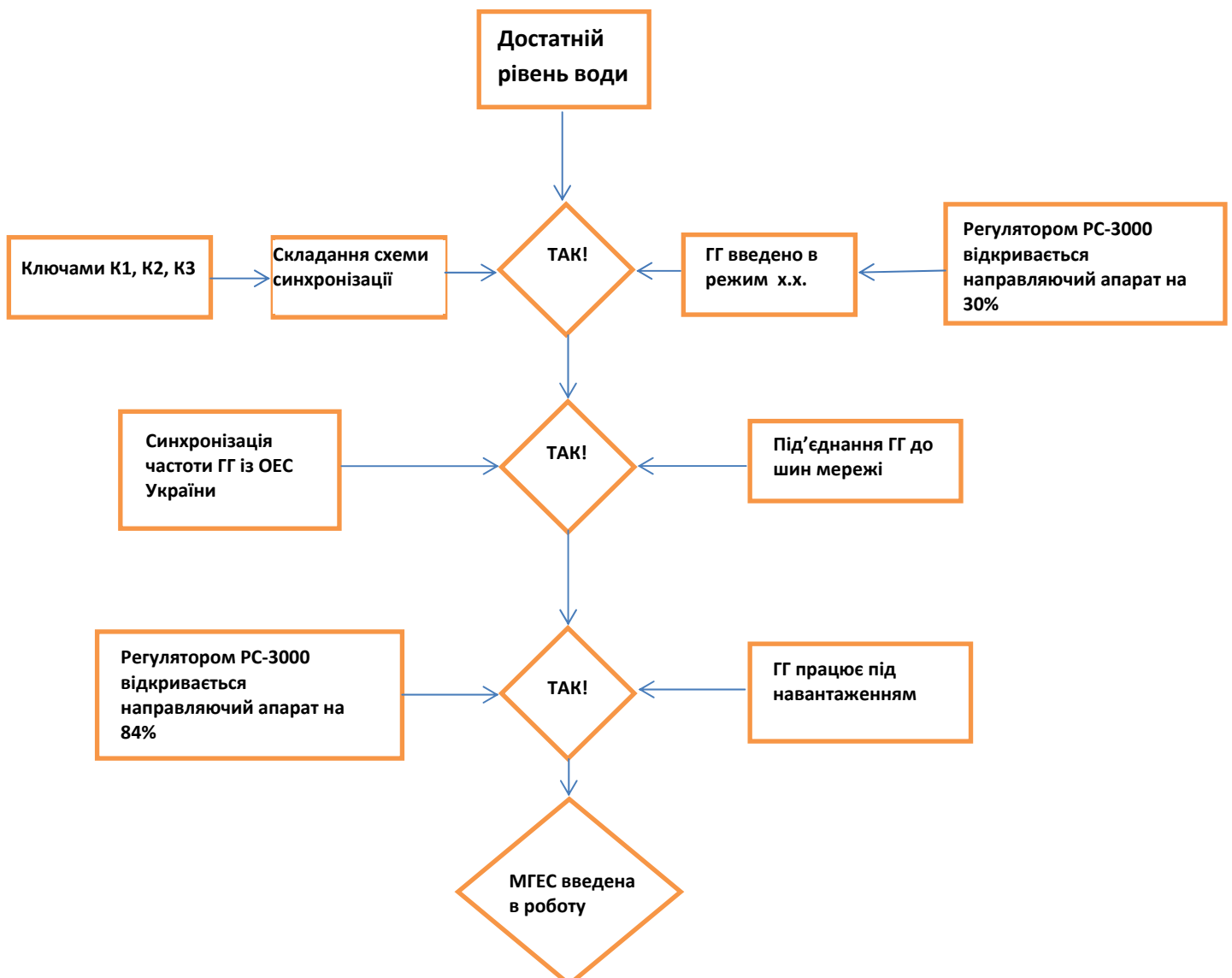


Рисунок 3.2. Алгоритм пуску малої ГЕС в роботу

Таким чином, прийнявши до уваги недоліки, пропонуємо застосувати систему датчиків, зокрема рівня води і рівень масла з відповідним пристроями, датчик вібрації встановити на підшипники гідрогенераторів, а дані від датчиків вивести на головний щит управління, для того, щоб диспетчер міг дистанційно контролювати режими роботи агрегатів, а також своєчасно приймати відповідні рішення по роботі ГЕС. Для резервування реле різниці частот (РЧ), пропонуємо застосувати ще одне реле такого ж типу.

Контролювати рівень води потрібно у трьох положеннях, а саме:

- верхній рівень 1 (ВР1) необхідний для пуску МГЕС в роботу для одного ГГ;
- верхній рівень 2 (ВР2) необхідний для пуску всіх ГГ одночасно;
- нижній рівень 3 (НР3), при даному рівневі води МГЕС потрібно вимикати, тому що напір не буде задовольняти номінальних параметрів роботи.

Робочий напір повинен задовольняти умову:

де $H_{ст}$ – статичний напір, м;

Статичний напір дорівнює різниці відміток верхнього й нижнього б'єфів, м:

де $H_{вб}$ - верхній б'єф (ВБ) і $H_{нб}$ - нижній б'єф (НБ) – відповідно ділянки річки вище водонапірної споруди ГЕС і нижче будинку ГЕС.

В якості датчиків рівня у цьому випадку застосуємо ємнісні рівнеміри. Найпростіший первинний перетворювач ємнісного приладу являє собою електрод (металевий стрижень або провід), розташований у вертикальній металевій трубці. Стрижень разом із трубою утворюють конденсатор. Ємність

такого конденсатора залежить від рівня рідини, тому що при його зміні від нуля до максимуму діелектрична проникність буде змінюватися від діелектричної проникності повітря до діелектричної проникності рідини.

Переваги ємнісних рівнемірів: простоти, зручності монтажу та обслуговування, надійності і потенційно високої точності (відомі ємнісні рівнеміри, основна похибка яких не перевершує 0,1-0,2 %).

Алгоритм пуску малої ГЕС в роботу після застосування запропонованих рішень, буде виглядати наступним чином (рис. 3.3):

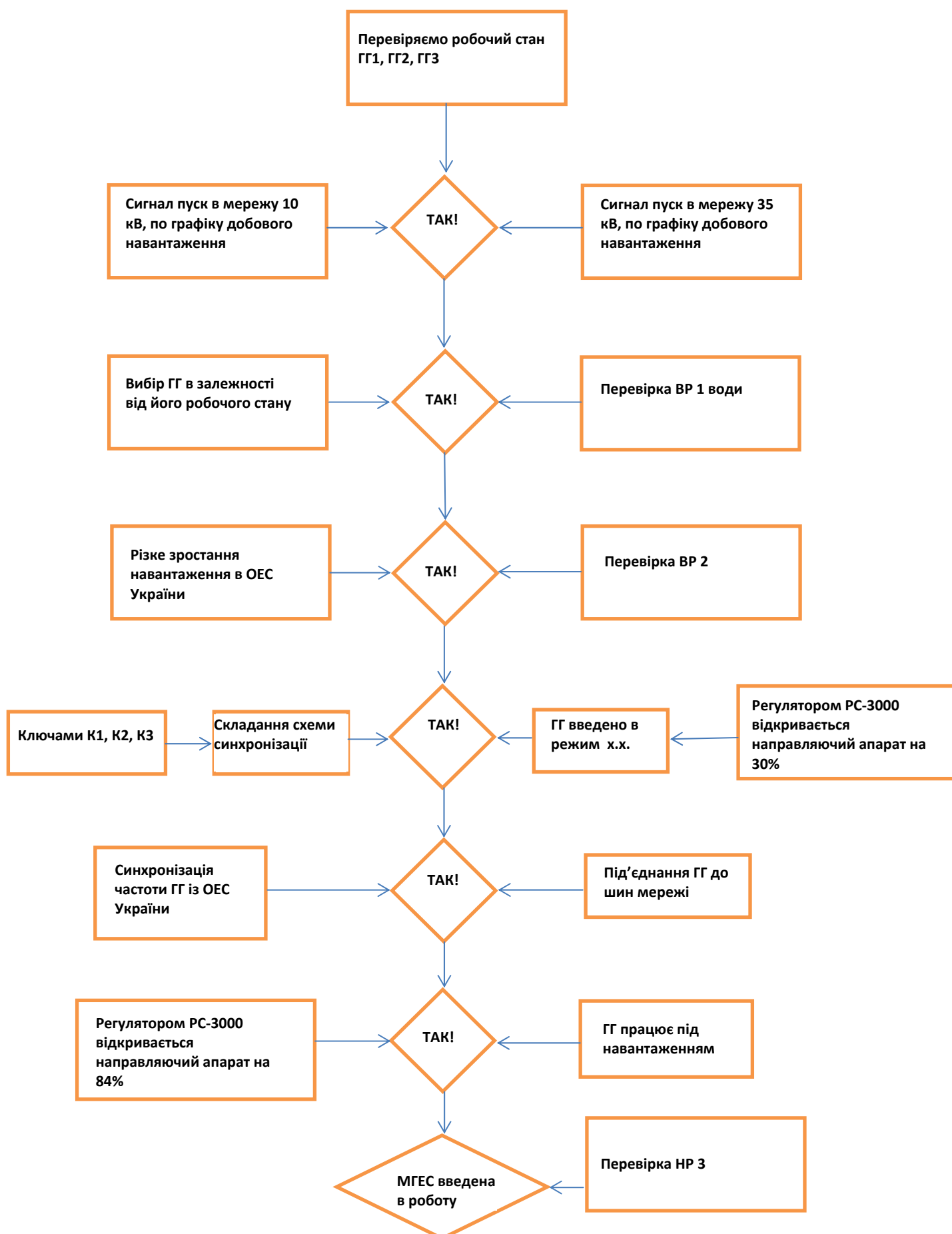


Рисунок 3.3 Алгоритм автоматизованого пуску МГЕС в роботу

Для контролю вібрацій на гідрогенераторах пропонуємо застосувати систему "Стационарная система виброконтроля, мониторинга и диагностики гидроагрегатов "АЛМАЗ-7010-ГЭС", розроблена ООО "ДИАМЕХ 2000" (м. Москва). Система містить високочутливі сенсори абсолютного вібропереміщення типу РА-059, струмовихрові сенсори биття вала типу СИЭЛ-1662, ємнісні сенсори повітряного зазору та магнітострикційні сенсори ослаблення пресування осердя статора.

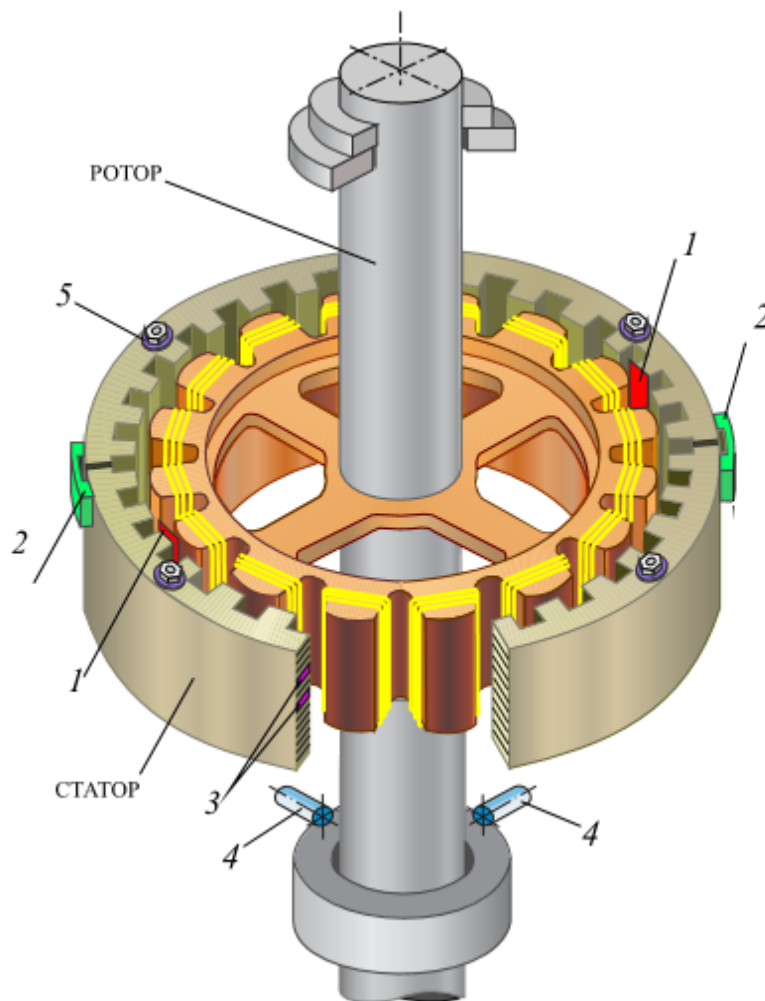


Рисунок 3.4 Схема розміщення на вертикальному гідрогенераторі ємнісних сенсорів для вимірювання параметрів механічних дефектів: 1 — сенсори повітряного зазору між ротором і статором; 2 — сенсори контролю стану стиків складеного статора; 3 — двопараметрові сенсори вимірювання зусилля пресування, які встановлюються всередині осердя; 4 — сенсори

радіального биття вала; 5 — сенсори вимірювання зусилля пресування, які встановлюються під стяжні гайки осердя.

Це дасть нам змогу здійснювати безперервний віброконтроль, моніторинг та діагностику опорних конструкцій, биття вала гідрогенератора, бою дзеркала підп'ятника, стан сталевих конструкцій статора генератора, явищ кавітації. До складу комплексу можуть бути включені засоби оперативного контролю величини зазору ротор-статор, суміщені з системою оцінки "магнітної форми" ротора. Експертна оцінка можливості виявлення різних дефектів гідроагрегата за допомогою вимірювання параметрів вібрації наведена в таблиці 1.

Таблиця 3.1. Експертна оцінка можливості виявлення різних дефектів гідроагрегата за допомогою вимірювання параметрів вібрації

Дефекти	Можливість виявлення дефекту за допомогою вимірювання вібрацій, %	Можливість визначення місця дефекту, %	Можливість прогнозування часу розвитку дефекту, %
Розбалансування	100	75	75
Неспіввісність вала	90	90	65
Нестабільність осі	100	75	75
Дефекти напрямних підшипників	75	75	50
Нерівномірність повітряного зазору	80	80	50
Дефекти ущільнень	80	30	25
Незакріплені частини ротора	70	50	50
Ушкодження редуктора	80	80	30
Кавітація в турбіні	50	100	20
Несиметрія турбіни	80	80	30
Відхилення форми ротора	80	80	60
Структурні резонанси	60	30	20
Ослаблення опірних болтів	70	60	30
Порушення у водопідведенні	30	20	20
Тріщини в роторі	50	50	20
Забруднення лопаток турбіни	30	25	25
Дефекти опорних підшипників	70	60	40
Крутильні резонанси	65	45	40
Гідравлічні пульсації	70	50	30

Таблиця показує, що за допомогою контролю вібрації можливо виявляти і визначати місце дефекту дуже точно, а також прогнозувати час розвитку дефекту, що є важливим при експлуатації енергооб'єктів.

Отже, побудуємо структурну схему контролю вібрації для одного гідрогенератора

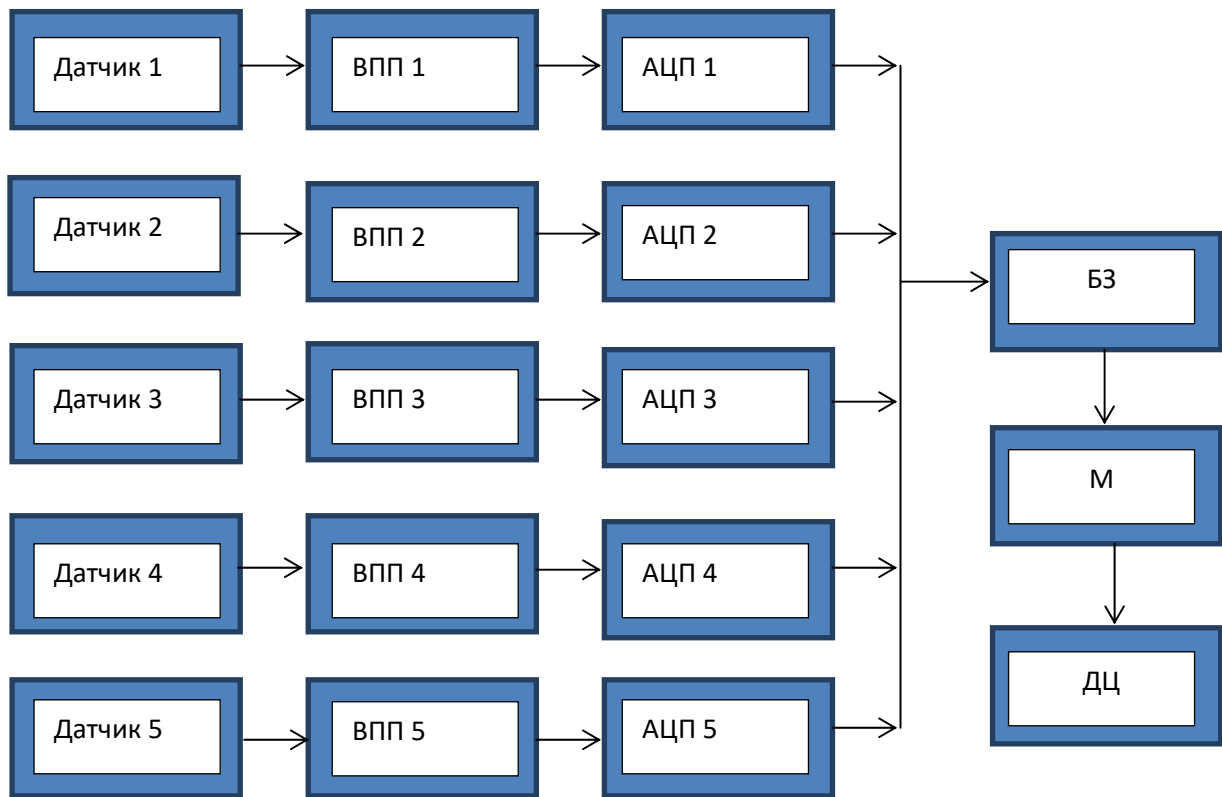


Рисунок 3.5 Структурна схема автоматизованого контролю вібрації для гідрогенератора : датчик 1 – сенсори повітряного зазору між ротором і статором; датчик 2 – сенсори контролю стану стиків складеного статора; датчик 3 – двопараметрові сенсори вимірювання зусилля пресування, які встановлюються всередині осердя; датчик 4 – сенсори радіального биття вала; датчик 5 – сенсори вимірювання зусилля пресування, які встановлюються під стяжні гайки осердя; ВПП – вторинні перетворювальні пристрої; АЦП – аналогово-цифрові перетворювачі; БЗ – блок збору інформації; М – мікропроцесор; ДЦ – диспетчерський центр.

Дану схему застосуємо для всіх трьох гідроагрегатів. Дані контролю будуть передаватись на диспетчерський центр (ДЦ).

Контролювати рівень масла бажано:

- - номінальний рівень масла (НР), що забезпечує номінальні параметри роботи агрегату;

- нижній критичний рівень (НКР), при даному рівневі обслуговуючому персоналу, необхідно провести технічний огляд агрегату і виконати необхідні дії, по усуненню даної ситуації.

Номинальний рівень масла повинен задовольняти умову:

В якості датчиків рівня. В даному випадку застосуємо гідростатичні рівнеміри.

Гідростатичний метод виміру рівня базується на тому, що в рідині існує гідростатичний тиск, пропорційний глибині, тобто відстані від поверхні рідини. Тому для вимірювання рівня гідростатичним методом можуть бути використані прилади для вимірювання тиску або перепаду тисків. В ролі таких приладів, зазвичай, застосовують дифманометри.

При вмиканні дифманометра, перепад тисків на ньому буде дорівнювати гідростатичному тиску рідини, що пропорційно рівню H , який вимірюється.

Якщо рідина в ємності знаходиться під надлишковим тиском, то дифманометр включають за схемою, причому його плюсову камеру з'єднують із простором над рідиною через порівнювальну посудину. Цю посудину заповнюють рідиною, стовп якої створює постійний гідростатичний тиск у плюсовій камері дифманометра.

Оскільки вимірюється перепад тисків, рівний різниці гідростатичних тисків рідини в камерах дифманометра, вимірюваний рівень буде пропорційний

різниці між рівнем у розділювальній судині H_1 і рівнем, який вимірюється H .

До переваг даних рівнемірів можна віднести простоту конструкції і дешеву ціну.

3.3 Розроблення системи керування, автоматизованого контролю та інформаційного забезпечення

При розробці систем автоматизації в першу чергу необхідно з'ясувати, з яких місць ті або інші ділянки об'єкту управляються, де розміщені пункти управління, операторські приміщення і який взаємозв'язок між ними, тобто необхідно встановити, яка структура управління об'єктом.

Система автоматизації складається з об'єкту автоматизації і системи управління цим об'єктом. Завдяки певній взаємодії між об'єктом автоматизації і системою управління система автоматизації в цілому забезпечує необхідний результат функціонування об'єкту, що характеризується параметрами Y_1, Y_2, \dots, Y_n . До цих параметрів можна віднести як величини, що визначають, наприклад, доцільний кінцевий продукт технологічного процесу, так і окремі параметри, що визначають хід технологічного процесу, його економічність, безаварійну роботу тощо.

Окрім цих основних параметрів, робота об'єктів автоматизації характеризується рядом допоміжних параметрів ($\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_N$), які також повинні контролюватися і регулюватися, наприклад підтримуватися постійними. До такого роду параметрів можна віднести, зокрема, величини, що визначають роботу установок підготовки технологічного повітря, технологічної пари насосних станцій оборотного водопостачання тощо.

Від цих установок потрібна тільки подача на вхід технологічної установки початкової сировини і енергоносіїв із заданими параметрами. При цьому необхідне дозування подачі сировини і енергоносіїв здійснюється засобами управління, що відносяться до технологічної установки.

В процесі роботи на об'єкт поступають збурюючі дії F_1, F_2, \dots, F_n , що викликають відхилення параметрів Y_1, Y_2, \dots, Y_n від їх оптимальних значень. Ці дії на об'єкт автоматизації, які є непрогнозованими називають збуренням.

Інформація про поточні значення $Y_1, Y_2, \dots, Y_n, \varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_N$ поступає в систему управління і порівнюється з їх заданими значеннями G_1, G_2, G_n . Внаслідок чого система управління здійснює керуючий вплив X_1, X_2, \dots, X_n на об'єкт, направлений на компенсацію відхилень вихідних

параметрів від їх оптимальних значень. Цей керуючий вплив на об'єкт називають вхідними параметрами об'єкта автоматизації.

Таким чином, об'єкт автоматизації в загальному випадку складається з декількох більшою чи меншою мірою зв'язаних один з одним ділянок управління. Останні фізично можуть представлятися у вигляді окремих установок, агрегатів і так далі або у вигляді локальних каналів управління окремими параметрами одних і тих же установок, агрегатів тощо.

У свою чергу система управління залежно від важливості регульованих параметрів, кола інтересів експлуатаційного персоналу, якому важливо знати їх значення для здійснення оптимального управління об'єктом, в загальному випадку повинна забезпечувати різні рівні управління об'єктом автоматизації, тобто повинна включати декілька пунктів управління, в тому або іншому ступені взаємозв'язаних один з одним.

Як було викладено вище об'єкти автоматизації характеризуються вихідними, вхідними параметрами та збуреннями. Для того щоб врахувати дію цих параметрів на об'єкт автоматизації розробляється структурна схема. Перед виконанням структурної схеми потрібно знати призначення об'єкта автоматизації та його технологічну роботу.

Функціональні схеми поділяються на функціональні електричні та функціонально-технологічні схеми автоматизації.

Функціональна електрична схема показує функціональне призначення елементів, пристроїв схеми автоматизації, їх взаємозв'язок з вказуванням виду величини, що передається між функціональними пристроями, використовуючи умовні позначення.

Для того, щоб розробити функціональну схему потрібно досконало знати технологічну роботу установки та призначення кожного елемента об'єкта автоматизації.

Напрямок дії керуючого сигналу вказують відповідно до послідовності спрацювання елементів або пристроїв установки. Наприклад, від сприймаючого до порівнюючого пристрою, потім до підсилювального,

керуючого, виконавчого та на об'єкт керування, яким являється установка. На стрілках напрямку дії проставляють величину, яка передається між цими елементами або пристроями використовуючи позначення, що прийняті для позначення фізичних, механічних і електричних величин.

Розміщують на схемі умовні позначення симетрично, лінії зв'язку повинні бути паралельні або перпендикулярні. Позначення мають бути акуратні і розбірливі. Під схемою розміщують позначення елементів або пристроїв на функціональній схемі.

Практична реалізація АСК на малій ГЕС здійснювалась поетапно. На першому етапі керівництвом було розв'язано задачі автоматизації комерційного обліку електроенергії, оскільки це є необхідною умовою функціонування малої ГЕС в енергоринку, розроблено апаратне та програмне забезпечення для збору та передачі даних щодо півгодинних графіків відпуску електроенергії та формування звітної документації згідно з діючими нормативними документами.

Нами запропоновано вирішення проблем інформаційного забезпечення задачі оптимізації функціонування ГЕС на підставі отриманих умов оптимальності розширено апаратно-програмну частину локальних систем автоматичного керування.

Також встановлено сенсори механічних та електричних параметрів на гідроагрегатах, датчики рівня і відповідних комплектуючих, а також виконавчі органи, об'єднані у інформаційну мережу нижнього рівня, а також PLC-контролери для організації виконання задач реального часу та обміну даними між підсистемами АСК на досліджуваній ГЕС.

Отож, загальна схема АСК малої ГЕС зображена на рисунку 3.6.

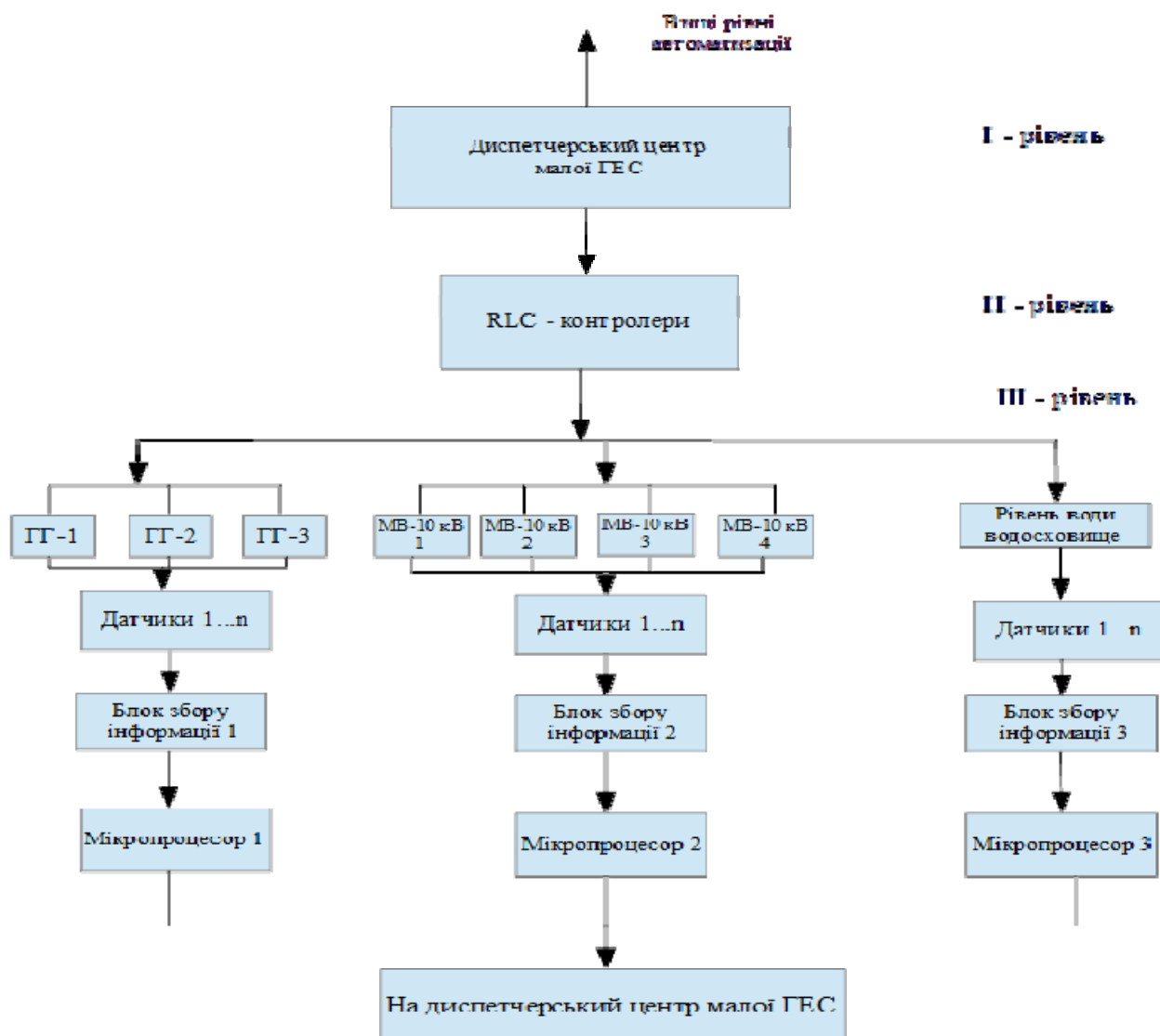


Рисунок 3.6 Загальна схема АСК малої ГЕС

Висновки до третього розділу

В даному розділі було поставлено за мету провести автоматизацію проблемних агрегатів досліджуваного об'єкту, а також запропонована система автоматичного контролю і автоматизації ГЕС. Вона призначена для автономного програмного керування режимами роботи ГЕС відповідно до змін умов експлуатації. Сюди відносяться зміна параметрів навколишнього середовища, результати оперативного аналізу режимів роботи їх обладнання та інформації про можливі аварійні ситуації, аналізу тенденцій зміни основних параметрів (електричних, механічних). Було запропоновано ввести датчики рівня для контролю рівня води у водосховищі, датчики рівня для контролю рівня масла у масляних вимикачах, систему контролю вібрації, а також

резервне реле різності частот. Які дозволять нам вести цілодобовий контроль за роботою основних агрегатів малої ГЕС, зокрема, своєчасно виявляти дефекти, запобігати відмовам, автоматизовано контролювати рівень води у водосховищі, тобто підвищити надійність роботи малої ГЕС, а також зменшити дні простою обладнання і збільшити прибуток від продажу виробленої електроенергії.

4. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАПРОПОНОВАНИХ ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

Ефективність будь-яких досліджень полягає не тільки у їхніх завершення й впровадження, а й тоді, коли вони починають давати результат для підприємства. Час їх виконання має велике значення. Тому час розроблення прикладних тем по можливості повинна бути коротшою. Кращим є такий варіант, коли тривалість їхньої розробки не перевищує трьох років. Для більшості прикладних досліджень імовірність отримання ефекту для підприємства у цей час перевищує 80%. Якщо основною характеристикою фундаментальних досліджень є їх теоретична актуальність, новизна, концептуальність, доказовість, перспективність і можливість запровадження результатів у практику, то під час розгляду прикладних досліджень слід оцінювати в першу чергу їх практичну актуальність і значимість, можливість запровадження в практику, ефективність результатів. Для наукових розробок цінними є наступні елементи: наукова новизна, актуальність і ефективність.

Ефект наукових досліджень може мати різну природу: економічний ефект (ріст національного доходу, скорочення грошових витрат на виробництво продукції, зниження витрат на наукові дослідження й т.п.); соціально-економічний ефект (підвищення продуктивності праці, ліквідація ваги праці, поліпшення санітарно-гігієнічних, психологічних, організаційних умов праці, захист природи. Якісну сторону наукового дослідження характеризує результат, змістовність якого перевіряється новизною, що є основним критерієм ефективності наукового дослідження.

Наука є найбільш ефективною сферою капіталовкладень. У світовій практиці прийнято вважати, що прибуток від капіталовкладень у неї становить 100-200% і набагато вищий прибутків будь-яких галузей. За даними закордонних економістів, на один долар витрат на науку прибуток за рік становить 4-7 доларів і більше.

З кожним роком наука обходиться суспільству усе дорожче. На неї витрачають величезні суми. Тому в економіці науки виникає й інша проблема – систематичне зниження народногосподарських витрат на дослідження при зростаючому ефекті від їхнього впровадження. У зв'язку з цим під ефективністю наукових досліджень розуміють також по можливості більш ощадливе проведення науково-дослідницької роботи. Науково-технічна ефективність характеризує приріст нових наукових знань, призначених для подальшого розвитку науки і техніки.

Соціальна ефективність виявляється в підвищенні життєвого рівня людей, розвитку охорони здоров'я, культури, науки і освіти, поліпшенні екологічних умов тощо.

Названі види ефективності науково-дослідних робіт взаємопов'язані і впливають один на одного.

Ефективність наукових досліджень залежно від галузі та проблеми, яка розглядається, насамперед визначається на стадії техніко-економічного обґрунтування теми досліджень, уточнюється за кінцевим результатом виконаної роботи і зіставляється з отриманим результатом практичного впровадження.

4.1 Розрахунок собівартості запропонованих засобів автоматизації

Запропоновані засоби автоматизації – це автоматизація проблемних агрегатів досліджуваного об'єкту, а також запропонована система автоматичного контролю і автоматизації ГЕС. Вона призначена для автономного програмного керування режимами роботи ГЕС відповідно до змін умов експлуатації.

Отже, проведемо розрахунок капіталовкладень, для реалізації даного алгоритму, зокрема обчислимо вартість необхідного обладнання.

Капітальні вкладення — це матеріальна частина реальних інвестицій, спрямованих на розширене відтворення основних виробничих та невиробничих засобів. Основними складовими капіталовкладень є: витрати на будівельно-

монтажні роботи; витрати на придбання різних видів устаткування, машин, механізмів, інструментів; витрати на проектно-дослідну діяльність.

Дані про обладнання та його вартість занесемо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 Вартість обладнання

Назва	Одиниця вимірювання	Кількість	Ціна, грн	Вартість, грн
Система контролю вібрації "АЛМАЗ-7010-ГЭС"	шт	3	910000	2730000
Реле різності частот ИРЧ-01	шт	1	1000	1000
Ємнісні рівнеміри	шт	1	25000	25000
Гідростатичні рівнеміри	шт	12	27550	330600
Система керування Альтра-АСК	шт	1	966850	966850
Монтажні роботи та обслуговування (приймаємо 10 % від суми обладнання)	Грн	-	-	405345
Всього				4864140

Загальна сума на придбання обладнання і його монтажем, тобто сума капіталовкладень становить 4864140 гривень.

Як показують розрахунки і експертна оцінка, після впровадження даної системи автоматизації, виробництво електроенергії виросте на 2,5 % від середньорічного виробництва електроенергії (25 млн кВт·год). Тобто на 625 000 кВт·год.

Наш об'єкт автоматизації продає електроенергії в об'єднану енергетичну систему України по зеленому тарифу. Зелений тариф для малих ГЕС України становить 3,96 грн за 1 кВт·год електроенергії.

Отож, розрахуємо суму приросту прибутку після введення засобів автоматизації:

де – вартість 1 кВт·год електроенергії за зеленим тарифом, грн;

Е – кількість електроенергії, що економиться, кВт·год.

$$\Delta\Pi = 3,96 \times 625000 = 2475000 \text{ грн}$$

4.2 Термін окупності та економічна ефективність запропонованого алгоритму автоматизації

Ефективність виробничих інвестицій (капітальних вкладень) характеризують економічні або соціальні результати і господарську доцільність їхнього здійснення. Економічну ефективність капітальних вкладень можна визначити за допомогою показників їхньої абсолютної та порівняльної економічної ефективності.

Абсолютна ефективність капітальних вкладень характеризує загальну величину їхньої віддачі та визначається відношенням величини економічного ефекту до величини понесених витрат. Абсолютна ефективність виробничих інвестицій (капітальних вкладень) визначається за допомогою двох взаємопов'язаних показників.

Коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень (ϵ) визначають з відношення приросту прибутку, зумовленого ними, до загального обсягу інвестицій. Його обчислюють за формулою:

де – приріст прибутку за рахунок автоматизації, грн;

К – обсяг капіталовкладень, грн.

$$0,5088$$

Прирівняємо розрахунковий коефіцієнт ефективності із нормованим. За умовою:

де – нормований коефіцієнт ефективності.

Для капітальних вкладень в автоматизовані інформаційні системи обліку та обчислювальну техніку встановлена нормативна величина коефіцієнта економічної ефективності обчислювальної техніки = 0,3.

$$0,5088 \geq 0,3$$

Умова виконується.

Строк окупності капітальних вкладень визначається відношенням обсягу здійснюваних капіталовкладень та витрат на обслуговування до середньорічного приросту маси прибутку. Цей показник обернений до коефіцієнта ефективності інвестицій. Його визначають за формулою:

$$=1,96 \approx 2 \text{ роки}$$

Висновки до четвертого розділу

В даному розділі було поставлено за мету обрахувати обсяг капіталовкладень необхідний для реалізації запропонованого алгоритму автоматизації, а також провести розрахунок економічної ефективності даних капіталовкладень.

Підсумовуючи розрахунки, розмір капіталовкладень складає 4864140 гривень, а сума приросту прибутку – 2775000 гривень. А також коефіцієнт ефективності склав – 0,5088 і строк окупності запропонованих засобів автоматизації становить 2 роки, що є прийнятним.

ВИСНОВКИ

В даній дипломній роботі приведено опис розвитку гідроенергетики, показано потенціал річок України. Описано стан галузі в Україні та Світі.

У першому розділі розглянуто загальні положення гідроенергетики, сформульовано мету даної роботи .

В другому розділі надано технічні характеристики енергетичного об'єкту і основних агрегатів. Показано дані про дефекти на основному обладнанні, а також проведено аналіз надійності по основним критеріям. З аналізу нам стало відомо, що середнє напрацювання на відмову у ГГ-2 становить 114 днів, для ГГ-3 в свою чергу 174 дні, для ВРУ-35 кВ – 94 дні, а для МВ-10 кВ – 95 днів. Також коефіцієнт готовності показав, що для ГГ-2 він становить 0,99, для ГГ-2 – 0,96, для ВРУ-35 кВ – 0,97, а для МВ-10 кВ – 0,98. Вірогідність безвідмовної роботи для гідроагрегатів за досліджуваний період становить 0,33, а для масляних вимикачів 0,5, це свідчить про те, що за період спостереження з ладу вийшли два з трьох гідрогенератори, а також в свою чергу два масляні вимикачі залишились справними і два виходили з ладу.

В роботі розроблено алгоритм функціонування в автоматизованому режимі та запропоновані засоби для діагностування, контролю і керування основним обладнанням, для підвищення надійності роботи малої ГЕС. Це досягається за рахунок встановлення на масляні вимикачі датчики рівня, для постійного контролю наявності масла у горшках вимикача, а також на підшипники гідрогенератора встановити датчики контролю вібрації, для діагностування стану і передбачення їхнього виходу з ладу , датчиків рівня води а також низки мікропроцесорних пристроїв.

В третьому розділі було поставлено за мету провести автоматизацію проблемних агрегатів досліджуваного об'єкту, а також запропонована система автоматичного контролю і автоматизації ГЕС. Вона призначена для автономного програмного керування режимами роботи ГЕС відповідно до змін умов експлуатації. Сюди відносяться зміна параметрів навколишнього

середовища, результати оперативного аналізу режимів роботи їх обладнання та інформації про можливі аварійні ситуації, аналізу тенденцій зміни основних параметрів (електричних, механічних). Було запропоновано ввести датчики рівня для контролю рівня води у водосховищі, датчики рівня для контролю рівня масла у масляних вимикачах, систему контролю вібрації, а також резервне реле різності частот. Які дозволять нам вести цілодобовий контроль за роботою основних агрегатів малої ГЕС, зокрема, своєчасно виявляти дефекти, запобігати відмовам, автоматизовано контролювати рівень води у водосховищі, тобто підвищити надійність роботи малої ГЕС, а також зменшити дні простою обладнання і збільшити прибуток від продажу виробленої електроенергії.

В четвертому розділі було поставлено за мету обрахувати обсяг капіталовкладень необхідний для реалізації запропонованого алгоритму автоматизації та засобів його реалізації, а також провести розрахунок економічної ефективності даних капіталовкладень.

Підсумовуючи розрахунки, розмір капіталовкладень складає 4864140 гривень, а сума приросту прибутку – 2775000 гривень. А також коефіцієнт ефективності склав – 0,5088 і строк окупності запропонованих засобів автоматизації становить 2 роки, що є прийнятним.

Запропоновані технічні рішення дозволять підвиити надійність функціонування ГЕС.

ЛІТЕРАТУРА

1. Стационарная система виброконтроля, мониторинга и диагностики гидроагрегатов "АЛМАЗ-7010-ГЭС". [Електронний ресурс]: http://www.diamech.ru/almaz_ges.html.
2. Нормування показників надійності технічних засобів [Електронний ресурс]: <http://vasilevskiy.vk.vntu.edu.ua/file/c07afe95926131da38bbf40c9045efd0.pdf>
3. Структурні та функціональні схеми Структурні та функціональні схеми [Електронний ресурс]: http://kyrator.com.ua/index.php?option=com_content&view=article&id=696:titulna1&catid=23&Itemid=130&limitstart=4
4. Керування технологічним процесом [Електронний ресурс]: http://wiki.tntu.edu.ua/%D0%9A%D0%B5%D1%80%D1%83%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F_%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D1%96%D1%87%D0%BD%D0%B8%D0%BC_%D0%BF%D1%80%D0%BE%D1%86%D0%B5%D1%81%D0%BE%D0%BC
5. Датчики рівня [Електронний ресурс]: http://wiki.tntu.edu.ua/%D0%94%D0%B0%D1%82%D1%87%D0%B8%D0%BA_%D1%80%D1%96%D0%B2%D0%BD%D1%8F
6. Реле разности частот ИРЧ-01 [Електронний ресурс]: <http://helpiks.org/8-91974.html>
7. Нормування показників надійності технічних засобів [Електронний ресурс]: http://posibnyky.vntu.edu.ua/v_p/z.htm
8. Економічна ефективність автоматизації керування [Електронний ресурс]: http://web.znu.edu.ua/lab/mathdep/mme/V/IS_TE/14.html
9. Розрахунок економічного ефекту від впровадження автоматизації системи контролю вузлів [Електронний ресурс]: <http://ua.textreferat.com/referat-1191.html>

10. Автоматизація технологічних процесів [Електронний ресурс]: <http://eprints.kname.edu.ua/43514/1/2013%20%D1%80%D0%B5%D0%BF%2043%D0%9B%20%D0%B0%D0%B2%D1%82%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B7%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%B8%20%D0%9E%D0%9F%D0%A0%20%28%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%81%D0%BF%D0%B5%D0%BA%D1%82%29.pdf>
11. Рівнемір VEGACAL 63 [Електронний ресурс]: <http://www.koda.ua/ukr/products/desc.html?id=637>
12. Рівнемір VEGAWELL 52 [Електронний ресурс]: <http://www.koda.ua/ukr/products/desc.html?id=665>
13. Комп'ютерні системи керування технологічними процесами мережі Альтра-АСК [Електронний ресурс]: <http://imskoe.org.ua/systems-det.html>
14. Оценка технического состояния гидрогенераторов - Эксплуатация генераторов [Електронний ресурс]: <http://leg.co.ua/arhiv/generaciya/ekspluataciya-generatorov-27.html>
15. Диагностика электроэнергетического оборудования [Електронний ресурс]: <https://books.google.com.ua/books?id=bNHSCwAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=ru#v=onepage&q&f=false>
16. Часові характеристики інформаційних систем [Електронний ресурс]: <https://studfiles.net/preview/5388238/page:10/>
17. Сучасний стан та перспективи розвитку малої гідроенергетики в Україні та Світі [Електронний ресурс]: http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/19550/1/Kaspruk_Suchasnyi_2015.pdf
18. Анализ состояния и перспективы развития малой гидроэнергетики в Украине / Ю. Вихарев, А. Карамушка, А. Никиторович, В. Рябошапка // Энергетическая политика Украины. – 2005. – № 6. – С. 90 – 96.

19. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Никиторович О. В. Повышение эффективности эксплуатации малых ГЭС средствами автоматического управления // Гидроэнергетика Украины. – 2007. – № 3. – С. 38 – 41.
20. Левицький А.С., Новік А.І., Неболюбов Є.Ю. Створення ємнісного вимірювача повітряного зазору між ротором та статором в потужних гідрогенераторах // Праці ІЕД НАНУ. — Збірник наук. праць. — Вип. № 26. — 2010. — С. 54—62.
21. Левицький А.С., Федоренко Г.М. Датчики для вимірювання зусилля пресування осердя статорів гідро- і турбогенераторів // Гідроенергетика України. — 2009. — № 4. — С. 35 — 39.
22. Левицький А.С., Архіпова Л.В. Ємнісний датчик для контролю стиків активної сталі статора гідрогенераторів // Гідроенергетика України. — 2008. — № 4. — С. 8 — 11.
23. Левицкий А.С., Новик А.И. Оценка погрешности измерения емкостными датчиками биений валов электрических машин // Техн. електродинаміка. — 2010. — № 4.— С. 66 — 70.
24. Кириленко О. В. Інтелектуальні системи керування потоками електроенергії у локальних об'єктах / О. В. Кириленко, Ю. С. Петергеря, Т. О. Терещенко, В. Я. Жуйков. – К.: Медіа ПРЕС, 2005. – 211 с.
25. Лежнюк П. Д. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.
26. Абрамов В.Д., Хомяков М.В., Эксплуатация изоляторов высокого напряжения, "Энергия", Москва, 1976. □ 251 с.
27. Розвиток теплоенергетики та гідроенергетики [Електронний ресурс]: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-1/1-1>
28. Гідроенергетика [Електронний ресурс]: <http://saee.gov.ua/uk/ae/hydroenergy>

29. Буцьо З. Ю. Мала гідроенергетика: світовий досвід і перспективи розвитку в Україні / З. Ю. Буцьо, Л. М. Луцюк, О. В. Гаврюк // Електропанорама. – 2011. – №6. – С. 47–51
30. Лежнюк П. Д. Особливості роботи відновлюваних джерел енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, В. В. Кулик // Відновлювана енергетика XXI століття: XII міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – С. 42–46.
31. Нікіторович О.В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека// Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – 40-44.
32. Дудюк Д.Л., Мазепа С.С., Гнатишин Я.М. Нетрадиційна енергетика: Навч. посібник.– Львів: “Магнолія плюс”.– 2007. – 262с.

ДОДАТКИ

Додаток А

Рівнемір VEGACAL 63

Ёмкостной уровнемер со стержневым зондом для непрерывного измерения уровня



Область применения

Уровнемер VEGACAL 63 предназначен для непрерывного измерения уровня проводящих жидкостей в любых отраслях промышленности. Стержневой измерительный зонд полностью изолированный. Надежная механическая конструкция обеспечивает высокую функциональную безопасность.

Преимущества

- Длительный срок службы и небольшая потребность в обслуживании благодаря прочной конструкции
- Простота монтажа и начальной установки
- Максимальное использование резервуара посредством измерения по всей длине зонда

Технические данные

Диапазон измерения	6 m (19.69 ft)
Присоединение	Резьба от G $\frac{3}{4}$, ½ NPT, фланцы от DN 20
Давление процесса	-1 ... +64 bar/-100 ... +6400 kPa (-14.5 ... +928 psig)
Температура процесса	-50 ... +200 °C (-58 ... +392 °F)
Температура окружающей среды, хранения и транспортировки	-40 ... +80 °C (-40 ... +176 °F)
Рабочее напряжение	12 ... 36 V DC
Квалификация SIL	до SIL2

Материалы

Контактирующие с продуктом части устройства имеют полное изолирующее покрытие PTFE или PE.

Полный перечень возможных материалов и уплотнений см. в разделе "configurator" на нашей домашней странице www.vega.com/configurator.

Исполнения корпуса

Корпус может иметь однокамерное или двухкамерное исполнение из пластика, нержавеющей стали или алюминия.

Корпуса имеют исполнения со степенью защиты до IP 68 (1 bar).

Варианты исполнения электроники

Устройства могут поставляться с электроникой в различном исполнении: с двухпроводной электроникой 4 ... 20 mA/HART, цифровой электроникой Profibus PA, цифровой электроникой Foundation Fieldbus или электроникой для подключения к устройству формирования сигнала.

VEGAWELL 52

4 ... 20 mA/HART Pt 100

Подвесной преобразователь давления с измерительной ячейкой CERTEC®



Область применения

Подвесной преобразователь давления VEGAWELL 52 предназначен для непрерывного измерения уровня жидкостей в водоснабжении/водоочистке, в глубоких колодцах, а также в кораблестроении.

Преимущества

- Высокая надежность измерения, высочайшая стойкость керамической ячейки к перегрузкам и вакууму
- Эксплуатационная надежность благодаря интегрированной защите от перенапряжений
- Широкий спектр применения благодаря прочному корпусу и кабельному вводу

Технические данные

Диапазоны измерения	+0,1 ... +25 bar/+10 ... +2500 kPa (+1.45 ... +363 psig)
Наименьший диапазон измерения	+0,1 bar/+10 kPa (+1.45 psig)
Погрешность измерения	< 0,1 %
Присоединение	Натяжной зажим, резьбовое соединение (не в сборе) от G1 (ISO 228-1) или от 1 NPT, резьба G1½ (ISO 228-1) или от 1½ NPT на корпусе
Температура процесса	-20 ... +80 °C (-4 ... +176 °F)
Температура окружающей среды, хранения и транспортировки	-40 ... +80 °C (-40 ... +176 °F)
Рабочее напряжение	9,6 ... 36 V DC

Материалы

Датчик изготавливается из нержавеющей стали 316L, дуплекса, титана или PVDF. Материалы уплотнения: FKM, FFKM или EPDM, материалы несущего кабеля: PE, PUR или FEP. Полный перечень возможных материалов и уплотнений см. в разделе "configurator" на нашей домашней странице www.vega.com/configurator.

Исполнения корпуса

Корпус в однокамерном исполнении изготовлен из пластика или нержавеющей стали (точное литье). Корпус имеет степень защиты IP 66/IP 67.

Комп'ютерні системи керування технологічними процесами мережі Альта-АСК призначені для збору, аналізу та відображення оперативної інформації для диспетчерського управління, передачі інформації про координати нормальних режимів, аварійних процесів, станів комутаційних апаратів, спрацювання пристроїв РЗА на вищий рівень ієрархії та керування комутаційними пристроями об'єкту.

Системи керування технологічними процесами Альта-АСК виконують функції:

- моніторингу та реєстрації координат аварійних процесів і нормальних режимів об'єктів електроенергетичних систем;
- візуалізації та моніторингу інформації про об'єкт керування у вигляді мнемосхеми, на якій відображаються діючі значення напруг на шинах, струмів, активних та реактивних потужностей приєднань, положення комутаційних апаратів;
- контролю стану ізоляції приєднань мережі за частковими пробоями будь-якої тривалості (мережі 6-35 кВ);
- селективного вимкнення приєднання за однофазного замикання на землю в мережах з ізолюваними чи компенсованими нейтральми;
- визначення віддалі до місця пошкодження за дво- чи трифазного короткого замикання;
- моніторингу функціонування релейного захисту за спрацюванням вхідних, проміжних та вихідних реле, а також цифрограмами координат аварійних процесів;
- ближнього резервування основних захистів приєднань;
- дистанційного керування комутаційними апаратами;
- передачі по локальній мережі або з допомогою модемів на різні ступені ієрархії управління зареєстрованої інформації;
- архівування зареєстрованої інформації.

Технічне забезпечення перелічених функцій досягається встановленням в системі "Альта", "Міні-Альта", реєстраторів "Альта 32 Р-16" чи

"Альтра 32 Р-32" в залежності від кількості приєднань секції.

Системи керування технологічними процесами мережі Альтра-АСК побудовані за трирівневою ієрархічною схемою:

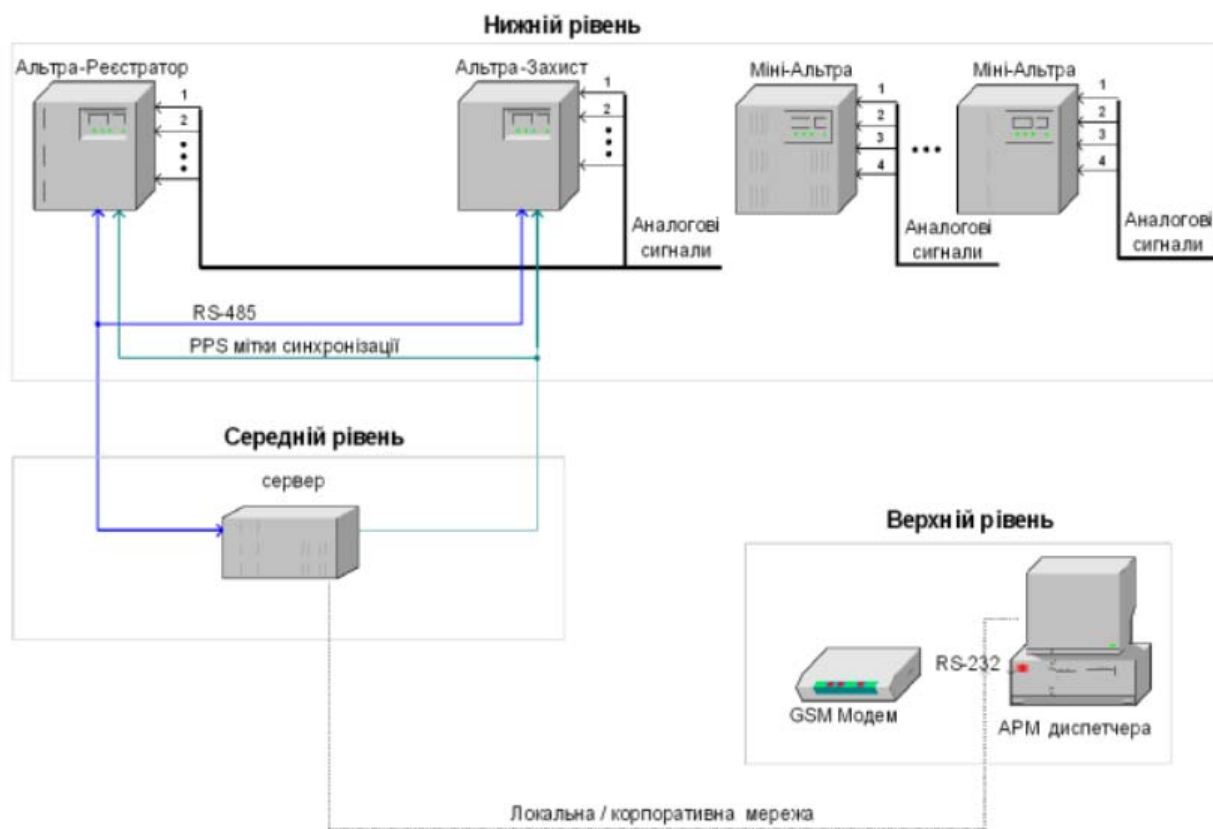
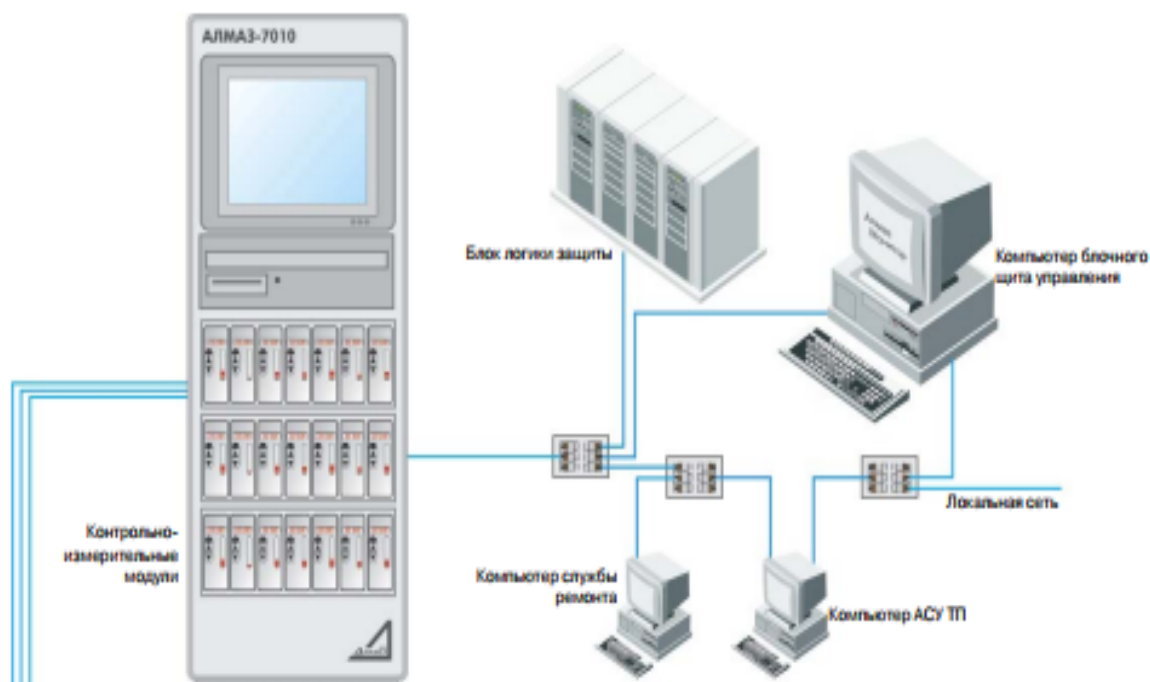


Рисунок В.1 – Система керування технологічними процесами Альтра-АСК

Додаток Г

СТАЦИОНАРНАЯ СИСТЕМА НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ВИБРАЦИИ И ЗАЩИТЫ / АЛМАЗ-7010

Защита, мониторинг и диагностика ответственного роторного оборудования



Семейство измерительных комплексов на базе системы АЛМАЗ предназначено для непрерывного контроля, защиты и диагностики сложного энергоёмкого роторного оборудования по относительной и абсолютной вибрации, температуре, осевому сдвигу, относительным и абсолютным расширениям и т.д. В отличие от комплекса РУБИН, в котором каждый измерительный блок выполнен на базе многоканальной платы, система АЛМАЗ состоит из независимых контрольно-измерительных модулей — самостоятельных измерительных трактов. Подобная архитектура, наряду с резервированием и дублированием, системой самотестирования и другими функциями, направленными на повышение надёжности работы, существенно повышает отказоустойчивость и помехозащищённость измеритель-

ного комплекса. Благодаря этому система АЛМАЗ может быть использована при решении задач защиты, мониторинга и диагностики самого ответственного роторного оборудования.

Система АЛМАЗ представляет собой совокупность первичных преобразователей (датчиков вибрации, частоты вращения, температуры, осевого сдвига и т.д.), соединённых кабельными линиями через блоки согласования-нормализации с контрольно-измерительными модулями, объединёнными в блоки. Независимые контрольно-измерительные модули обеспечивают ввод, анализ и обработку сигналов, отображение рассчитанных значений, а также отвечают за сигнализацию при превышении допу-

