

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Погоняйченко И.Ю.

подпись

«14» июль 2018 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**Разработка алгоритмов раннего выявления дефектов гидроагрегата**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Инженер по наладке и  
испытаниям 2  
категории СМО

Научный  
руководитель

01.06.2018  
подпись, дата

Филиала ПАО  
«РусГидро»-«Саяно-  
Шушенской ГЭС им.  
П. С. Непорожного»  
должность

М. А. Ананьев  
инициалы, фамилия

Выпускник

15.06.2018  
подпись, дата

И. С. Камнев  
инициалы, фамилия

Рецензент

01.06.2018  
подпись, дата

Ведущий инженер по  
наладке и испытаниям  
СМО Филиала ПАО  
«РусГидро»-«Саяно-  
Шушенской ГЭС им.  
П. С. Непорожного»  
должность

К. А. Демшин  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

18.06.18  
подпись, дата

Зав. РИД  
должность

А. А. Чабанова  
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018

## АВТОРЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка алгоритмов раннего выявления дефектов гидроагрегата»

### **Актуальность темы:**

В ходе эксплуатации гидроагрегатов на гидроэлектростанциях основной задачей является обеспечение их надежной работы.

Задача обеспечения надежности решается путем профилактических мер контроля и испытаний гидроагрегатов для раннего выявления и устранения дефектов, развитие которых может привести к аварийным отключениям агрегатов.

Однако применяемые в настоящее время методы и средства обнаружения дефектов, особенно в режиме реального времени, не имеют достаточной эффективности, так как в них не в полной мере используются современные возможности.

Существующий подход технологических защит срабатывает при достижении значения контролируемого параметра аварийного или предупредительного значения (сухой контакт). Применение сухого контакта было обусловлено использованием аналоговой техники. Недостатком такого способа технологических защит является повышенный износ оборудования при его работе в аварийном режиме (достижении технологических параметров уровня аварийной сигнализации).

В связи с этим является актуальной задача разработки алгоритмов непрерывного контроля технического состояния оборудования.

Используя микропроцессорные средства существует возможность реализовать алгоритмы, позволяющие определять состояния узлов гидроагрегата и формировать сигнал в случае превышения определенного заданного значения.

### **Цель работы:**

Разработка алгоритмов раннего выявления дефектов гидроагрегата.

### **Основные задачи:**

- Составление списка дефектов и определение возможности составления алгоритмов;
- Изучение инструкции по эксплуатации, сборочных чертежей для отдельных узлов гидроагрегата;
- Сбор и анализ информации, полученной с датчиков гидроагрегата в различных его режимах;
- Разработка логики алгоритма, используя данные при нормальной работе и при возникновении дефекта;
- Определение предварительных уставок.

### **Метод исследования:**

В процессе научного исследования были применены методы исследования как теоретического так и эмпирического характера. Были использованы методы обобщения, статистического и визуального анализа трендов и др. Был произведен опрос сотрудников для подтверждения или опровержения фактов.

### **Научная новизна:**

Были предложены алгоритмы для мониторинга уровня и температуры рабочей жидкости в узлах гидроагрегата. Так же был разработан алгоритм для контроля температуры обмотки статора.

### **Апробация результатов работы:**

Основные результаты исследований, изложенные в диссертации, были представлены:

- на IV Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ» (р.п. Черемушки, 2017 г.);
- на V Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ» (р.п. Черемушки, 2018 г.).

### **Публикации:**

Основные положения и выводы изложены в 2 публикациях в научных журналах и изданиях, которые включены в перечень реализуемых научных изданий, определенных РИНЦ, ISBN.

**Объём диссертации:** составляет 88 страниц, содержит 48 иллюстраций и 9 формул. Список используемой литературы состоит из 24 наименований.

### **Основное содержание работы:**

В магистерскую диссертацию входят: введение, пять глав и заключение.

Во введении раскрывается актуальность исследования по выбранному направлению, указывается его значимость.

Первая глава посвящена анализу однотипных параметров гидроагрегата.

Вторая глава посвящена разработке алгоритма теплового контроля для обмотки статора генератора непосредственного охлаждения. Также в этой главе описано строение статора генератора и все шаги построения алгоритма.

В третьей главе говорится о направляющих подшипниках и подпятнике. Описан метод сглаживания, использующий скользящее среднее. Подробно описана поставленная задача и приведены примеры выявления дефекта. Так же разработаны алгоритмы, контролирующие уровень масла в направляющих подшипниках и подпятнике.

Четвертая глава посвящена системе регулирования гидроагрегата. Описаны состав, принцип действия и краткая характеристика МНУ. Подробно рассмотрены выявление дефектов и этапы разработки алгоритма для обнаружения потерь масла из системы регулирования.

В пятой главе говорится о системе контроля вибрации в гидроагрегатах. Подробно изложены принципы работы датчиков вибрации, места их размещения. Описаны этапы разработки алгоритма контроля ослабления крепления верхней крестовины зонтичного гидрогенератора.

Заключение посвящено основным выводам, преимуществам и недостаткам внедрение алгоритмов раннего выявления дефектов.

## ABSTRACT

Final qualification work on the subject "Development of Algorithms of Early Identification of Defects of the Hydrounit"

Relevance of a subject:

During operation of hydrounits on hydroelectric power stations the main objective is ensuring their reliable work.

The problem of ensuring reliability is solved by preventive control measures and tests of hydrounits for early identification and elimination of defects which development can lead to emergency shutdowns of units. However the methods applied now and sensors of defects, especially in real time, have no sufficient efficiency as in them modern opportunities aren't fully used.

The existing approach of technological protection works at achievement of value of controlled parameter of emergency or precautionary value (dry contact). Application of dry contact has been caused by use of the analog equipment. A lack of such way of technological protection is the increased wear of the equipment during his work in emergency operation (achievement of technological parameters of level of the alarm system). In this regard the problem of development of algorithms of continuous control of technical condition of the equipment is relevant. Using microprocessor means there is an opportunity to realize the algorithms allowing to define conditions of knots of the hydrounit and to form a signal in case of excess of a certain preset value.

Work purpose:

Development of algorithms of early identification of defects of the hydrounit.

Main objectives:

- Drawing up list of defects and definition of a possibility of drawing up algorithms;
- Studying of the maintenance instruction, assembly drawings for separate knots of the hydrounit;
- Collecting and the analysis of information obtained from hydrounit sensors in his various modes;

- Development of logic of an algorithm, using data during the normal work and at emergence of defect;

- Definition of preliminary settings.

Research method:

In the course of scientific research research methods as theoretical and empirical character have been applied. Methods of generalization have been used, the statistical and visual analysis of trends, etc. a survey of employees for confirmation or a denial of the facts Has been carried out.

Scientific novelty:

Algorithms for monitoring of level and temperature of working liquid in hydrounit knots have been offered. Also the algorithm has been developed for control of temperature of a winding of the stator.

Approbation of results of work:

The main results of researches stated in the thesis have been presented:

- at the IV All-Russian scientific and practical conference of young scientists, experts, graduate students and students "GIDROEKTROSTANTsII V the 21st CENTURY" (genitive Cheryomushki, 2017);

- at the V All-Russian scientific and practical conference of young scientists, experts, graduate students and students "GIDROEKTROSTANTsII V the 21st CENTURY" (genitive Cheryomushki, 2018).

Publications:

Basic provisions and conclusions are stated in 2 publications in scientific magazines and editions which are included in the list of the realized scientific publications determined by RINTs, ISBN.

Thesis volume: makes 90 pages, contains 48 illustrations and 9 formulas. The list of the used literature consists of 25 names.

Main content of work:Enter the master thesis: introduction, five chapters and conclusion.In introduction the relevance of a research on the chosen direction reveals, his importance is specified.

Chapter 1 is devoted to the analysis of the same parameters of the hydrounit.

Chapter 2 is devoted to development of an algorithm of thermal control for a winding of the stator of the generator of direct cooling. Also in this chapter the structure of the stator of the generator and all steps of creation of an algorithm is described.

In a chapter 3 it is told about the directing bearings and the thrust bearing. The smoothing method using the sliding average is described. The objective is in detail described and examples of identification of defect are given. The algorithms controlling oil level in the directing bearings and the thrust bearing are also developed.

Chapter 4 is devoted to the system of regulation of the hydrounit. Are described structure, the principle of action and the short characteristic I RUMPLE. Identification of defects and development stages of an algorithm for detection of losses of oil from the system of regulation are in detail considered.

In a chapter 5 it is told about the vibration control system in hydrounits. The principles of operation of sensors of vibration, the place of their placement are in detail stated. Development stages of an algorithm of control of weakening of fastening of the top crosspiece of the umbrella hydrogenerator are described.

## АННОТАЦИЯ

**Объём диссертации** составляет 88 страниц, содержит 48 иллюстраций и 9 формул. Список используемой литературы состоит из 24 наименований.

**Объектом исследования при написании работы** послужили синхронные вертикальные гидроагрегаты.

**Целью работы** является разработка алгоритмов раннего выявления дефектов гидроагрегата, используя

### **Основные задачи:**

- Составление списка дефектов и определение возможности составления алгоритмов;
- Изучение инструкции по эксплуатации, сборочных чертежей для отдельных узлов гидроагрегата;
- Сбор и анализ информации, полученной с датчиков гидроагрегата в различных его режимах;
- Разработка логики алгоритма, используя данные при нормальной работе и при возникновении дефекта;
- Определение предварительных уставок.

**Научная новизна.** Были предложены алгоритмы для мониторинга уровня и температуры рабочей жидкости в узлах гидроагрегата. Так же был разработан алгоритм для контроля температуры обмотки статора.

**Ключевые слова:** гидроагрегат, вибрация, тепло контроль, подпятник, направляющие подшипники, обмотка статора, верхняя крестовина генератора, маслонапорная установка.

В магистерскую диссертацию входят: введение, пять глав и заключение.

Во введении раскрывается актуальность исследования по выбранному направлению, указывается его значимость.

Первая глава посвящена анализу однотипных параметров гидроагрегата.



Вторая глава посвящена разработке алгоритма теплового контроля для обмотки статора генератора непосредственного охлаждения. Также в этой главе описано строение статора генератора и все шаги построения алгоритма.

В третьей главе говорится о направляющих подшипниках и подпятнике. Описан метод сглаживания, использующий скользящее среднее. Подробно описана поставленная задача и приведены примеры выявления дефекта. Так же разработаны алгоритмы, контролирующие уровень масла в направляющих подшипниках и подпятнике.

Четвертая глава посвящена системе регулирования гидроагрегата. Описаны состав, принцип действия и краткая характеристика МНУ. Подробно рассмотрены выявление дефектов и этапы разработки алгоритма для обнаружения потерь масла из системы регулирования.

В пятой главе говорится о системе контроля вибрации в гидроагрегатах. Подробно изложены принципы работы датчиков вибрации, места их размещения. Описаны этапы разработки алгоритма контроля ослабления крепления верхней крестовины зонтичного гидрогенератора.

Заключение посвящено основным выводам, преимуществам и недостаткам внедрение алгоритмов раннего выявления дефектов.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	12
1 Анализ однотипных параметров.....	13
1.1 Среднее линейное отклонение.....	13
1.2 Дисперсия случайной величины.....	14
1.3 Среднеквадратичное отклонение.....	15
1.4 Корреляционная зависимость.....	16
2 Статор гидрогенератора .....	19
2.1 Обмотка непосредственного охлаждения статора гидрогенератора.....	19
2.2 Разделение гидравлических ветвей на группы .....	21
2.3 Анализ данных в установившемся режиме .....	24
2.4 Проверка достоверности показаний датчика .....	26
2.6 Отклонение показаний датчика от средней температуры остальных датчиков .....	28
2.7 Отклонение от оптимальной температуры в установившемся режиме в зависимости от времени года.....	29
2.8 Уменьшение коэффициента корреляции за определенный интервал времени.....	31
2.9 Алгоритм теплового контроля для обмотки статора генератора непосредственного охлаждения .....	32
3 Подпятник и направляющие подшипники .....	34
3.1 Конструкция подпятника .....	35
3.2 Конструкция направляющих подшипников.....	38
3.3 Контроль уровня масла в ванне подшипников .....	39
3.4 Применение сглаживания для обработки сигнала уровня масла в маслованне .....	42
3.5 Требования к алгоритму контроля уровня масла в подпятнике и направляющих подшипниках. ....	44

3.6	Изменение уровня масла на работающем гидроагрегате за несколько периодов времени.....	46
3.7	Контроль уровня масла после останова гидроагрегата.....	48
3.8	Увеличение скорости изменения масла в маслованне .....	50
4	Система регулирования гидротурбины .....	52
4.1	Состав и краткая характеристика оборудования МНУ .....	52
4.2	Принцип действия МНУ.....	54
4.3	Алгоритм для обнаружения потерь масла из системы регулирования .....	54
5	Вибрация в гидроагрегате .....	59
5.1	Структурная схема системы стационарного виброконтроля гидроагрегата.....	59
5.2	Первичные преобразователи.....	60
5.3	Датчики вибрации .....	61
5.3.1	Пьезоэлектрические акселерометры .....	62
5.3.2	Вихретоковые датчики вибрации.....	64
5.3.3	Оптические виброметры .....	68
5.4	Место установки датчиков .....	69
5.5	Крестовины гидрогенератора .....	70
5.5.1	Конструкция опорных крестовин.....	71
5.5.2	Негрузонесущие крестовины.....	74
5.6	Алгоритм контроля ослабления крепления верхней крестовины зонтичного гидрогенератора.....	75
	Заключение .....	79
	Список использованных источников .....	81
	Приложение А - Алгоритмы раннего выявления дефектов.....	84
	Приложение Б – Выделение из обмотки статора параллельных групп .....	89

## ВВЕДЕНИЕ

В ходе эксплуатации гидроагрегатов на гидроэлектростанциях основной задачей является обеспечение их надежной работы.

Задача обеспечения надежности решается путем профилактических мер контроля и испытаний гидроагрегатов для раннего выявления и устранения дефектов, развитие которых может привести к аварийным отключениям агрегатов. Однако применяемые в настоящее время методы и средства обнаружения дефектов, особенно в режиме реального времени, не имеют достаточной эффективности, так как в них не в полной мере используются современные возможности.

Существующий подход технологических защит срабатывает при достижении значения контролируемого параметра аварийного или предупредительного значения (сухой контакт). Применение сухого контакта было обусловлено использованием аналоговой техники. Недостатком такого способа технологических защит является повышенный износ оборудования при его работе в аварийном режиме (достижении технологических параметров уровня аварийной сигнализации).

В настоящее время все показания датчиков хранятся в базе данных АСУ ТП (Автоматизированная система управления технологическим процессом). Их анализ производится только после аварии, или сработки технологических защит. В данной работе показано, что можно осуществлять «онлайн» мониторинг и предугадать время выхода из строя оборудования, не затрачивая при этом огромные средства.

В связи с этим является актуальной задача разработки алгоритмов непрерывного контроля технического состояния оборудования. Используя микропроцессорные средства существует возможность реализовать алгоритмы, позволяющие определять состояния узлов гидроагрегата и формировать сигнал в случае превышения определенного заданного значения.

## **1 Анализ однотипных параметров**

Оценка состояния гидрогенератора может вестись как по одному, так и комплексно по нескольким параметрам. Анализ состояния гидрогенератора по группе однотипных и взаимосвязанных параметров является сложной многофакторной задачей [1].

Для начала рассмотрим анализ оборудования по одному параметру. В мире существует несколько способов ведения контроля изменения параметра. Первый способ — это введение дополнительных уставок, для введения дополнительных сигнализаций. Второй способ вести анализ тенденции изменения параметра или анализировать отклонение параметра от среднесноголетнего значения работы. Первый способ прост в реализации и в настоящее время часто используется в вибродиагностике. Второй способ помогает определить состояние оборудования внутри диапазонов, предсказать поведение параметра и предсказать оставшееся время до отключения.

Самыми распространёнными инструментами анализа данных являются:

- 1) Среднее линейное отклонение;
- 2) Дисперсия случайной величины;
- 3) Среднеквадратичное отклонение;
- 4) Корреляционная зависимость;

### **1.1 Среднее линейное отклонение**

Этот показатель характеризует меру разброса значений вокруг их среднего. Для того, чтобы показать меру разброса данных, нужно вначале определиться, относительно чего этот самый разброс будет считаться. Обычно это среднее арифметическое. Далее нужно посчитать, насколько каждое значение отклоняется от средней. Нас интересует среднее из таких отклонений. Однако напрямую складывать положительные и отрицательные отклонения нельзя, т.к. они взаимоуничтожатся и их сумма будет равна нулю. Поэтому все

отклонения берутся по модулю. Средне линейное отклонение рассчитывается по формуле 1.

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n |x - \bar{x}|}{n} \quad (1)$$

где  $a$  – среднее линейное отклонение,  
 $x$  – анализируемый показатель,  
 $\bar{x}$  – среднее значение от показателя,  
 $n$  - количество значений в анализируемой совокупности данных.

Рассчитанное по этой формуле значение показывает среднее абсолютное отклонение от среднего арифметического.

## 1.2 Дисперсия случайной величины

Это очень важный показатель, который активно используется в различных методах статистического анализа (проверка гипотез, анализ причинно-следственных связей и др.). Как и среднее линейное отклонение, дисперсия также отражает меру разброса данных вокруг средней величины.

Как и математическое ожидание, дисперсия является важной характеристикой случайной величины. Если математическое ожидание отражает центр случайной величины, то дисперсия дает характеристику разброса данных вокруг центра.

Дисперсии в теории вероятностей рассчитывается по формуле 2.

$$D(X) = M[X - M(X)] \quad (2)$$

где  $M$  – Математическое ожидание;  
 $X$  – случайная величина.

То есть дисперсия - это математическое ожидание отклонений от математического ожидания.

Стоит отметить, что у такого расчета дисперсии есть недостаток – она получается смещенной, т.е. ее математическое ожидание не равно истинному значению дисперсии. При увеличении объема выборки она все-таки приближается к своему теоретическому аналогу, т.е. является асимптотически не смещенной. Поэтому при работе с большими размерами выборок можно использовать формулу 1.2.

Однако в чистом виде, как, например, средняя арифметическая, или индекс, дисперсия не используется. Это скорее вспомогательный и промежуточный показатель, который необходим для других видов статистического анализа.

### 1.3 Среднеквадратичное отклонение

Для получения среднеквадратичного отклонения необходимо извлечь из дисперсии квадратный корень. Среднеквадратичное отклонение находится по формуле 3.

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n |x - \bar{x}|}{n}} \quad (3)$$

где  $a$  – среднеквадратичное отклонение,

$x$  – анализируемый показатель,

$\bar{x}$  – среднее значение от показателя,

$n$  - количество значений в анализируемой совокупности данных.

Среднеквадратичное отклонение, очевидно, также характеризует меру рассеяния данных, но в отличие от дисперсии его можно сравнивать с исходными

данными, так как единицы измерения у них одинаковые. Но и этот показатель в чистом виде не очень информативен, так как в нем заложено слишком много промежуточных расчетов, которые сбивают с толку (отклонение, в квадрат, сумма, среднее, корень). Тем не менее, со среднеквадратичным отклонением уже можно работать непосредственно, потому что свойства данного показателя хорошо изучены и известны. К примеру, есть такое правило трех сигм, которое гласит, что у нормально распределенных данных 997 значений из 1000 находятся в пределах  $\pm 3$  сигмы от средней арифметической.

Среднеквадратичное отклонение, как мера неопределенности, также участвует во многих статистических расчетах. С ее помощью устанавливают степень точности различных оценок и прогнозов. Если вариация очень большая, то стандартное отклонение тоже получится большим, следовательно, и анализ будет неточным, что выразится, к примеру, в очень широких доверительных интервалах.

#### **1.4 Корреляционная зависимость**

Это взаимозависимость двух или нескольких случайных величин. Суть ее заключается в том, что при изменении значения одной переменной происходит закономерное изменение (уменьшению или увеличению) другой(-их) переменной(-ых).

При расчете корреляций пытаются определить, существует ли статистически достоверная связь между двумя или несколькими переменными в одной или нескольких выборках.

Важно понимать, что корреляционная зависимость отражает только взаимосвязь между переменными и не говорит о причинно-следственных связях. Корреляционная связь лишь говорит о взаимосвязанности данных параметров, причем в данной конкретной выборке, в другой выборке мы можем не наблюдать полученные корреляции.



Коэффициент корреляции Пирсона (r-Пирсона) применяется для исследования взаимосвязи двух переменных, измеренных в метрических шкалах на одной и той же выборке. Он позволяет определить, насколько пропорциональна изменчивость двух переменных. Коэффициент корреляции Пирсона рассчитывается по формуле 4.

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^m (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^m (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^m (y_i - \bar{y})^2}} \quad (4)$$

где  $r_{xy}$  – коэффициент корреляции Пирсона,  
 $x, y$  – значения исследуемых переменных,  
 $\bar{x}, \bar{y}$  – выборочные средние,

Коэффициент корреляции может варьировать в пределах от -1 (отрицательная корреляция) до +1 (положительная корреляция). Если коэффициент корреляции равен 0 то, это говорит об отсутствии корреляционных связей между переменными. Причем если коэффициент корреляции ближе к 1 или -1, то говорится о сильной корреляции, а если ближе к 0, то о слабой.

При оценке силы связи коэффициентов корреляции используется шкала Чеддока, представленная в таблице 1.

Таблица 1 – Шкала Чеддока

Величина коэффициента множественной корреляции	Оценка силы связи
0,1-0,3	Слабая
0,3-0,5	Умеренная
0,5-0,7	Заметная
0,7-0,9	Высокая
0,9-0,99	Весьма высокая

При положительной корреляции увеличение (или уменьшение) значений одной переменной ведет к закономерному увеличению (или уменьшению) другой переменной т.е. прослеживается характерная взаимосвязь. При отрицательной корреляции увеличение (или уменьшение) значений одной переменной ведет к закономерному уменьшению (или увеличению) другой переменной т.е. взаимосвязи типа увеличение-уменьшение (уменьшение-увеличение).

## **2 Статор гидрогенератора**

Генератор выполнен в зонтичном исполнении с подпятником, опирающимся на крышку турбины, и с одним направляющим подшипником в центральной верхней части крестовины [2].

Синхронный вертикальный гидрогенератор трехфазного тока типа СВФ1, с непосредственным охлаждением обмотки статора и форсированным охлаждением обмотки возбуждения, предназначен для выработки электроэнергии.

Корпус статора выполняется сварной из листовой стали. Он имеет верхний и нижний пояса, несколько средних радиальных поясов и обшивку. Нижний пояс статора служит для установки корпуса на фундаментные плиты, а верхний – для установки на него верхней крестовины.

Корпус статора фиксируется относительно фундаментных плит радиальными штифтами, которые допускают радиальные перемещения при температурных расширениях.

По высоте сердечник статора разделен на пакеты, между которыми с помощью дистанционных распорок образованы каналы для прохода охлаждающего воздуха. Обмотка статора гидрогенератора стержневая, волновая, двухслойная, с 6 параллельными ветвями на фазу, имеет 6 главных и 6 нейтральных выводов.

### **2.1 Обмотка непосредственного охлаждения статора гидрогенератора**

Обмотка статора непосредственного охлаждения представляет собой параллельные ветви с разным количеством входящих в них стержней. Каждый стержень имеет полые проводники, предназначенные для циркуляции по ним дистиллированной воды. Дистиллированная вода с помощью насоса подается в напорный коллектор [5]. Из напорного коллектора с помощью фторопластовых трубок дистиллированная вода проходит по токоведущей части стержня и

сливается в сливной коллектор. Схема стержневой гидравлической ветви обмотки статора изображена на рисунке 1.

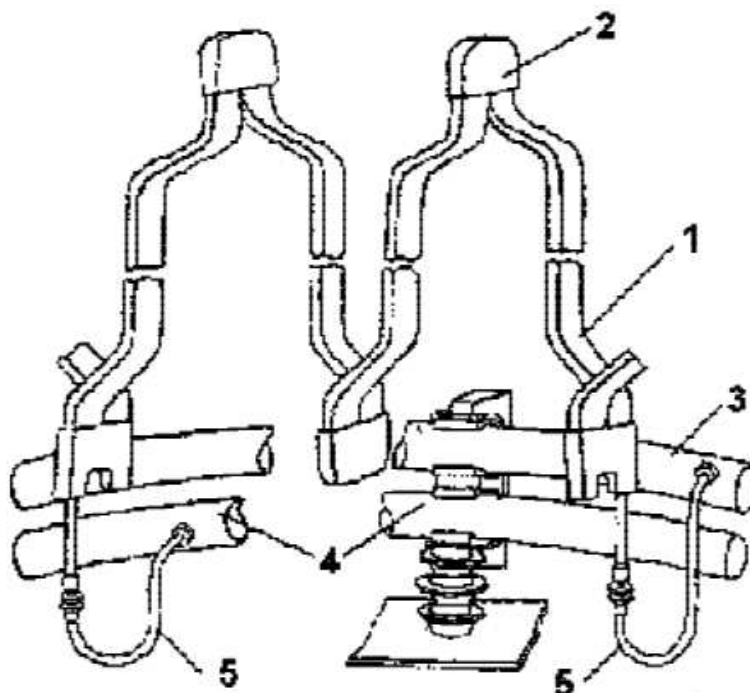


Рисунок 1 – Схема стержневой гидравлической ветви обмотки статора

Вся обмотка статора генератора разделена на 5 параллельных групп по воде:

- 4 стержня соединены последовательно;
- 4 стержня соединены последовательно через «перемычку»;
- 2 стержня соединены последовательно;
- 2 стержня соединены последовательно через «перемычку»;
- 1 стержень.

Каждая из групп различается как по количеству входящих в них стержней, так и по длине, и по расположению датчика теплового контроля (то есть датчик расположен в начале или в конце ветви). Для контроля температуры обмотки статора используются парные датчики: основные и резервные.

Область расположения основных и резервных датчиков представлена на рисунке 2. Так же не маловажным является местоположение самого датчика

относительно стержня. Датчик может быть установлен: под клин, между стержнями и на дне паза.

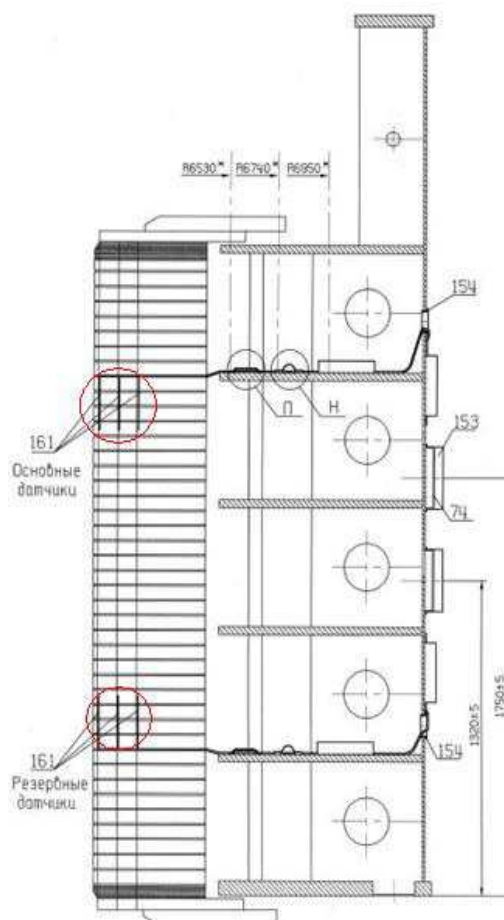


Рисунок 2 – Местоположение датчиков измерения температуры

Учитывая все вышеперечисленное, а также используя гидравлическую схему и карту групп обмотки статора, для каждой параллельной группы были определены датчики, измеряющие температуру каждой отдельной гидравлической ветви.

## 2.2 Разделение гидравлических ветвей на группы

В типовых руководствах по эксплуатации гидрогенераторов с водяным охлаждением указано, что во время эксплуатации необходимо контролировать по термометрам сопротивления температуру всех параллельных по воде ветвей, имеющих в своем составе различное число стержней, а также состоящих из

стержней с подключенными к ним последовательно перемычками обмотки статора или круговыми и выводными шинами.

Обслуживающий персонал ГЭС в процессе эксплуатации должен определить для каждой группы параллельных по воде ветвей (с учетом изменения температуры входящего дистиллята) уровень температуры, который достигается ими при номинальном режиме работы гидрогенератора и на который в дальнейшем необходимо ориентироваться при оценке теплового режима обмотки статора.

Анализ данных с датчиков осложнен тем, что разнотипные группы сильно отличаются по количеству входящих в них гидравлических ветвей, следовательно, и по количеству точек измерения. Поэтому естественный случайный разброс будет при прочих равных условиях больше в той группе, где большое количество точек измерения. Средние значения температуры по группам имеют постоянное соотношение, то есть, у одной группы температура будет всегда больше чем у остальных.

Таким образом принятая заводами изготовителями допускаемая температура не может быть принята как единственный критерий для всей обмотки.

В связи с этим было решено выделить из электрической схемы статора, 5 параллельных групп по воде, примеры которых представлены на рисунках (3-6).

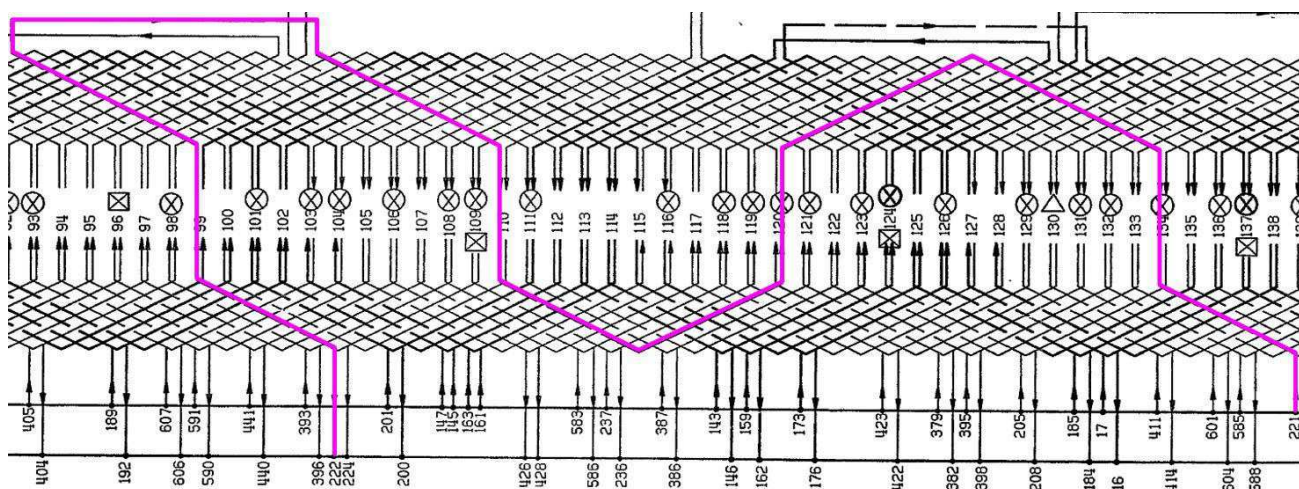


Рисунок 3 - Четыре стержня соединены последовательно, с перемычкой

Так же на достоверность датчика влияет его расположение относительно стержня. Если датчик находится на дне паза он измеряет среднюю температуру железа статора. В случае если датчик находится между двумя стержнями, датчик крепится на нижний стержень и изолируется с помощью стеклотекстолитового волокна от температурного воздействия верхнего стержня. Но по факту температура верхнего стержня оказывает косвенное влияние на показания датчика температуры. Датчик находящийся под клином является наиболее достоверным, так как находится между клином, имеющим малую теплоемкость, и стержнем.

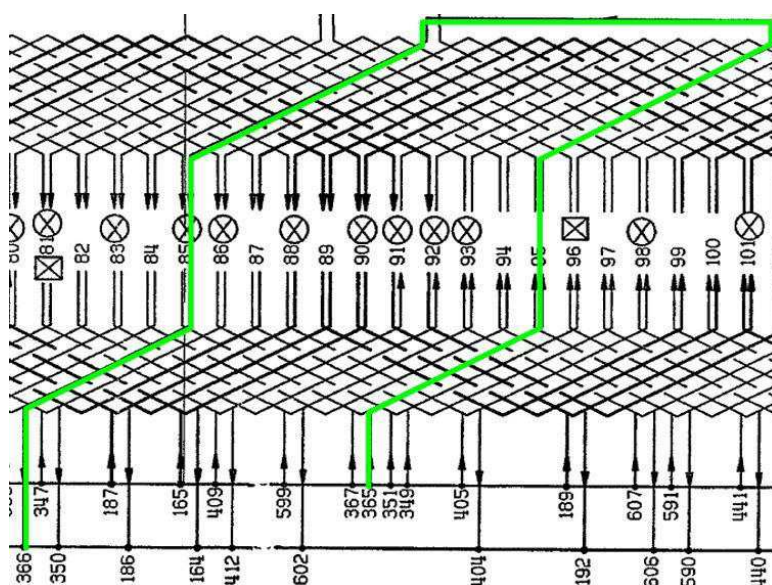


Рисунок 4 - Два стержня соединены последовательно, с перемычкой

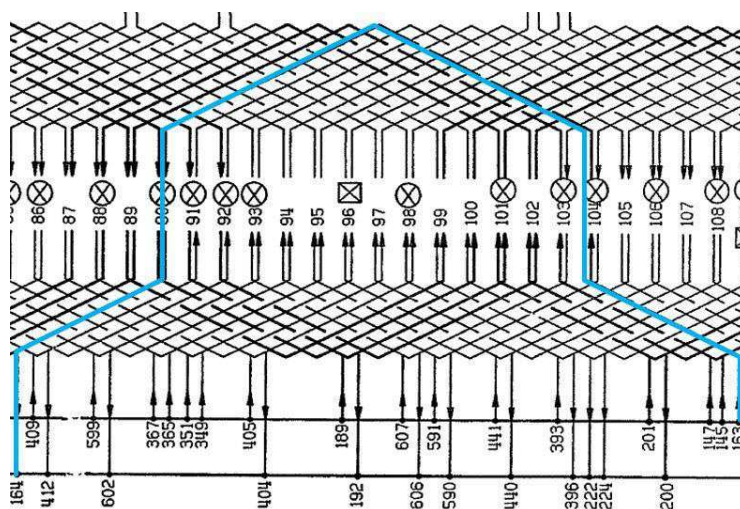


Рисунок 5 - Два стержня соединены последовательно



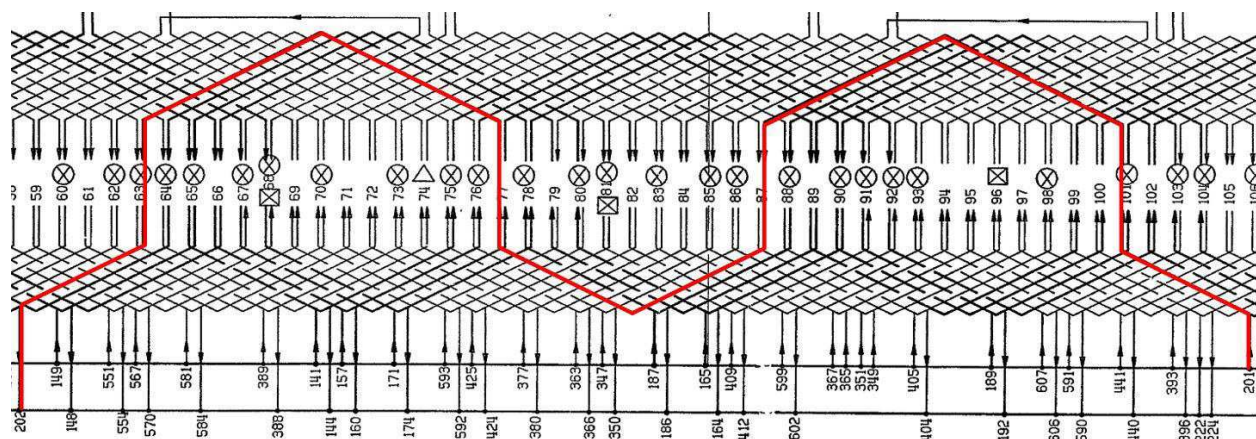


Рисунок 6 - Четыре стержня соединены последовательно

После определения параллельных групп была собрана информация по каждой гидравлической ветви, а именно:

- Длина ветви;
- Номер входа по коллектору;
- Номер выхода по коллектору;
- Номер паза;
- Номер датчика;
- Расположение датчика относительно железа статора;

Информация о обмотке статора представлена в приложении Б таблицах Б.1. - Б.5.

### 2.3 Анализ данных в установившемся режиме

При установившемся режиме работы гидроагрегата было отмечено, что температура обмотки статора изменяется в зависимости от времени года. Пример распределения температур при установившемся режиме ГА представлен на рисунке 7. Разность температур стержней в группе достигает порядка 4-5°C. Такая разность температур обусловлена нагревом воды в напорном трубопроводе, а также расположением датчиков относительно ветви.



Самой нижней кривой графика соответствует ветвь, где измерение температуры производится в начале ветви. Следовательно, датчик учитывает температуру обмотки с учетом входящей в ветвь дистиллированной воды, которая имеет температуру несколько ниже, чем вода в конце гидравлической ветви.

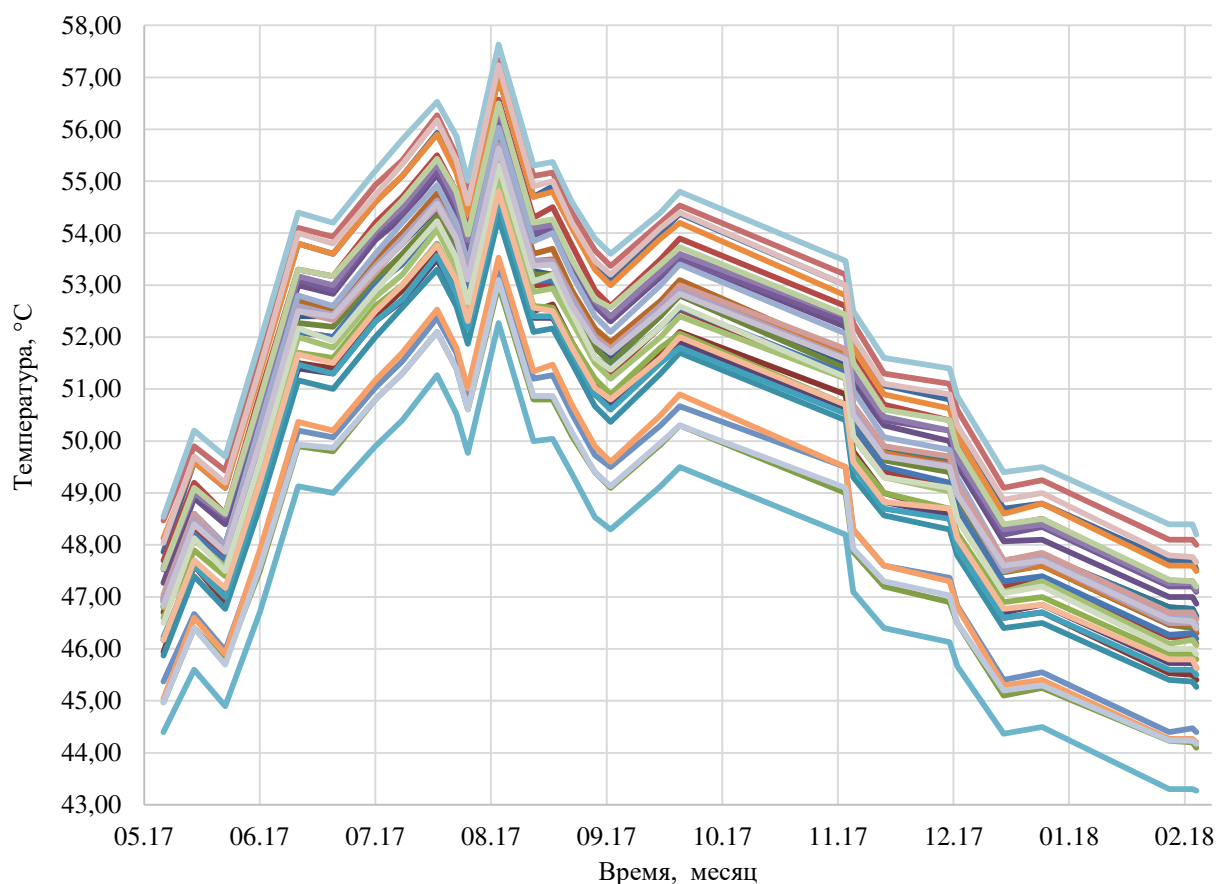


Рисунок 7 – Распределение температур в группе 4 стержня соединены последовательно через «перемычку»

Максимальная температура в различных параллельных группах не одинакова, поэтому каждую группу необходимо оценивать отдельно. На рисунке 8 представлено распределение температур в 5 группах. Разность температур достигает приблизительно 8°C. Также четко отображается взаимосвязь длины группы и максимального значения температуры, то есть чем короче длинна ветви, тем меньше температура ветви. Это утверждение справедливо для первых 4 групп. Последняя группа получает показания с датчиков расположенных

между стержнями. В связи с этим фиксируется взаимное влияние температуры нижних и верхних стержней.

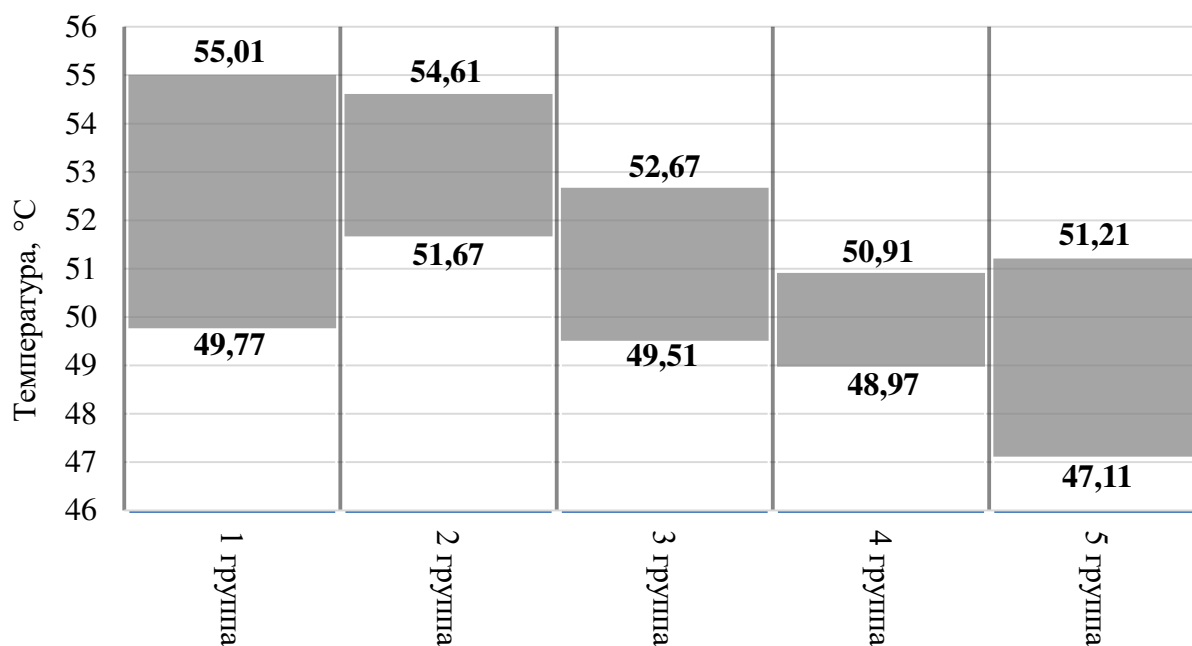


Рисунок 8 – Распределение температуры в группах гидравлических ветвей

Повышение температуры в установившемся тепловом режиме при неизменном токе статора в одной из параллельных по воде ветвей означает уменьшение расхода или прекращение в ней циркуляции охлаждающего дистиллята. В этом случае необходимо остановить гидроагрегат, выяснить причину и устранить неисправность. Возможными неисправностями являются засорение каналов цепи, пережатие шлангов.

## 2.4 Проверка достоверности показаний датчика

Алгоритм - это система последовательных операций для решения задачи. В рамках данной диссертации задачей будет являться контроль состояния узлов ГА. Для анализа и разработки порядка действий, необходимо иметь достоверные исходные данные [6]. Исходными данными будут являть показания датчиков температуры, вибрации, давления, уровня жидкости и т.д.

Первой ступенью любого алгоритма является определение достоверных датчиков. Критериями отбора являются:

- 1) Возрастание скорости изменения показаний датчика;
- 2) Неисправность измерительного канал;
- 3) Рассогласование датчиков (основного и резервного);
- 4) Превышение предела измерения датчика.

В случае выполнения любого из 4 условий подается логическая единица на блок сравнения и информация с этого датчика учитываться не будет рисунок 9.

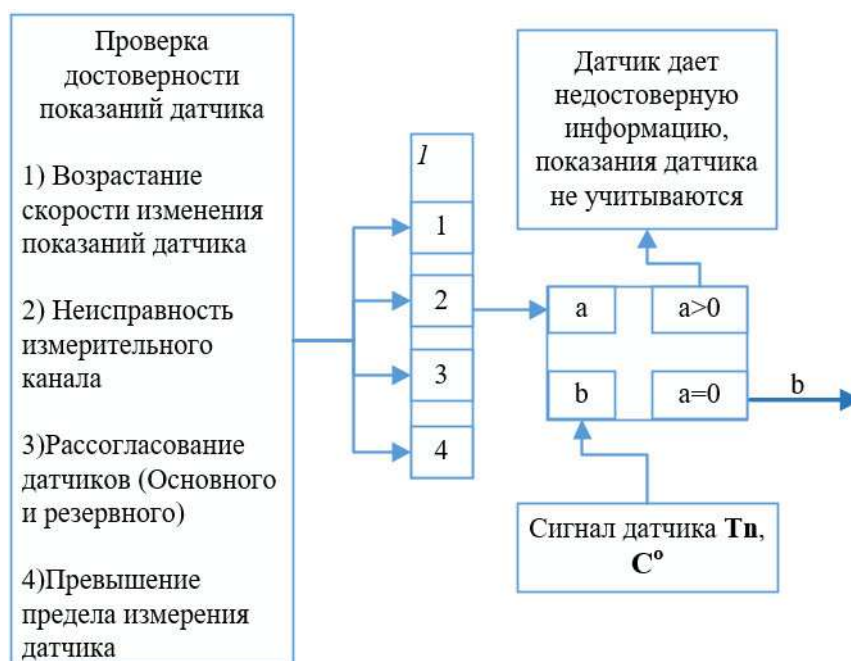


Рисунок 9 – Проверка достоверности показаний датчика

В алгоритмах все критерии проверки достоверности показаний датчика заменены блоком «Датчик исправен».

## 2.5 Основные составляющие алгоритма

Для оценки теплового состояния гидравлических ветвей обмотки статора генератора были приняты следующие методы:

- По отклонению показаний датчика от средней температуры остальных датчиков;

- По отклонению от оптимальной температуры в установившемся режиме в зависимости от времени года;
- По уменьшению коэффициента корреляции за определенный интервал времени.

Все эти методы исключают возможность повышения температуры без уведомления персонала, так как они являются взаимозаменяемыми и в случае отказа одной части алгоритма, две оставшиеся части остаются в работе. Анализ данных происходит одновременно и при любом из трех отклонений в АСУ ТП ГЭС формируется сигнал о неисправности системы охлаждения обмотки статора с указанием значения температуры, номера паза и наименования группы.

## 2.6 Отклонение показаний датчика от средней температуры остальных датчиков

Отклонение показаний датчика от среднего значения температуры в группе без учета самого датчика, рисунок 10, позволит выявить возрастание температуры в одной гидравлической ветви. При увеличении температуры одной ветви на 3-4 градуса среднее арифметическое по всем датчикам практически не изменится, именно поэтому необходимо брать изменение показаний одного датчика от среднего значения без учета этого датчика. Тогда в случае изменения температуры будет видно возрастание температуры одной ветви.

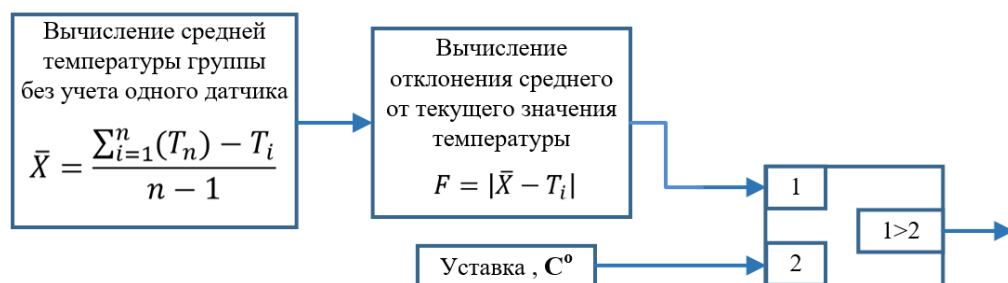


Рисунок 10 – Логика обработки показаний датчиков для первой части алгоритма

Работа этой части алгоритма заключается в следующем: вычитается среднее значение температуры группы датчиков без учета n-го датчика; вычитается разность между средним значением и показаниям датчика который не участвовал в вычислениях и полученное значение сравнивается с уставкой.

Уставка выбирается исходя из среднего отклонения показаний датчиков от среднего значения в группе и прибавляется учет погрешности 4-5°C.

## 2.7 Отклонение от оптимальной температуры в установившемся режиме в зависимости от времени года

Для каждого времени года температура обмотки статора является постоянной при установившемся тепловом режиме. Критерии определения установившегося теплового режима представлены на рисунке 11. Этот режим вводится в алгоритм, как предел изменения активной мощности, равный 16 МВт, и максимальное изменение температуры в группе, равное 0,2 °С.

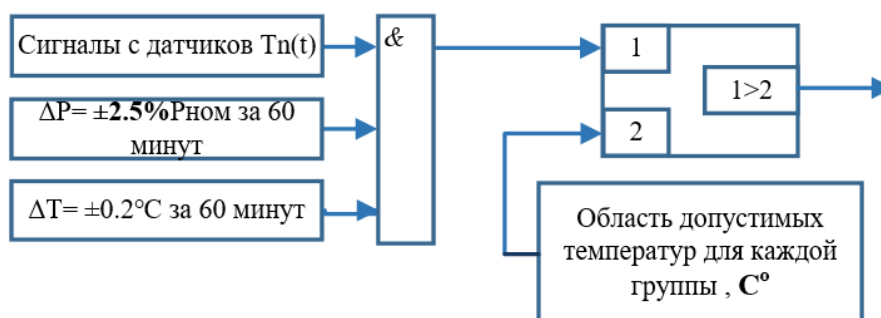


Рисунок 11 – Логика обработки показаний датчиков для второй части алгоритма

Для определенного времени года выбрана уставка по температуре, которая изменяет свое значение с течением времени. Эта уставка должна быть установлена с учетом максимальной температуры в группе и опыта эксплуатации прошлых лет.

В отличии части алгоритма сравнения средних значений, область допустимых температур сможет выявить превышение температуры сразу нескольких датчиков.

Для демонстрации работы части алгоритма был смоделирован пример увеличения температуры ветви обмотки статора на 2,4°C за 30 дней, представленный на рисунке 12.

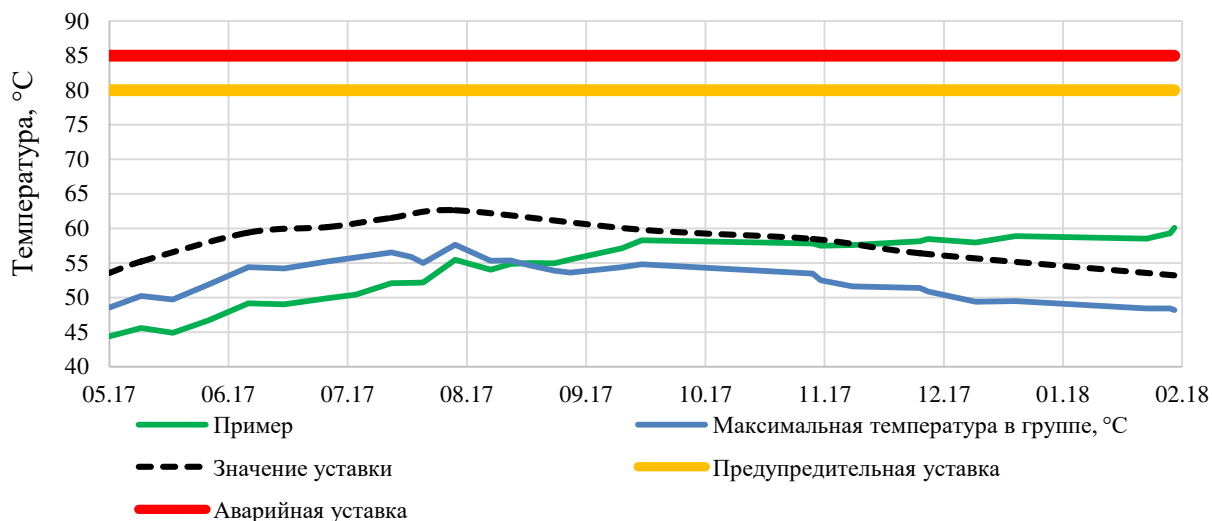


Рисунок 12 – Область допустимых температур в группе

Как видно на примере, задолго до формирования предупредительной сигнализации, значение температуры пересекает область допустимых температур. Область допустимых температур была выбрана с учетом максимальной температуры в группе, зафиксированной за определенный период времени, и изменения температуры воды в системе ТВС. Полученные значения температуры приведены в таблице 2.

Таблица 2 – область допустимых значений температуры для групп

Название группы	Температур за месяц, °C									
	5.17	6.17	7.17	8.17	9.17	10.17	11.17	12.17	1.18	2.18
4 последовательно + перемычка	54,5	58,5	60,9	60,6	59,2	58,4	57,5	55,3	53,4	53,3
2 последовательно	50,9	54,4	56,7	56,5	55,1	54,3	53,4	51,2	49,3	49,3
2 последовательно + перемычка	52,1	56,2	58,5	58,4	57,0	56,2	55,2	52,7	50,6	50,5
4 последовательно	54,2	58,1	60,4	60,2	58,8	58,0	57,1	54,8	52,9	52,9
между стержнями	51,4	54,7	56,9	56,6	55,3	54,5	53,8	51,7	49,9	49,9

## 2.8 Уменьшение коэффициента корреляции за определенный интервал времени

Так же выявить превышение более чем одного датчиков может критерий, использующий корреляцию. Корреляция - это статистическая зависимость двух и более независимых друг от друга величин. В нашем случае независимыми друг от друга величинами являются температуры ветвей статора генератора в пределах одной группы. Для формирования математического критерия тесноты связи показаний датчиков был использован коэффициент корреляции Пирсона по формуле 4.

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^m (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^m (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^m (y_i - \bar{y})^2}} \quad (4)$$

Для установившегося теплового режима коэффициент корреляции в среднем равен  $r_{xy} \approx 0.95$ , для переходного режима при пуске, останове и сбросе нагрузки коэффициент корреляции  $r_{xy} \approx 0.92$ .

По шкале Чеддока этим значениям корреляции соответствует наибольшая сила связи. Это говорит о том, что характер изменения показаний датчиков практически идентичен, а значит любое изменение показания датчика можно отследить, используя коэффициент корреляции, рисунок 13.

После начала алгоритма происходит накопление информации с датчиков температуры за период времени 30 минут. После вычисляется коэффициент корреляции и сравнивается с установленным значением. Все показания датчиков, принадлежащих одной группе связаны между собой. Значение корреляции в установившемся режиме (без рассогласования) равно в среднем 0,95. При изменении температуры одного датчика на  $0,5^{\circ}\text{C}$  в месяц, коэффициент корреляции уменьшается до 0,78. Для того чтобы не затрачивать вычислительные ресурсы АСУ ТП ГЭС, коэффициент корреляции рассчитывается для интервала времени 30 минут со сдвигом интервала.

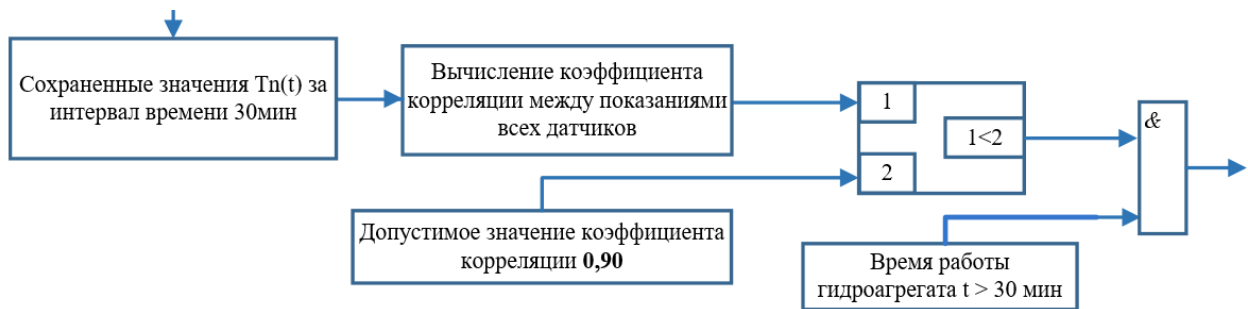


Рисунок 13 – Логика обработки показаний датчиков для третьей части алгоритма

В ходе опытной эксплуатации возможно будут внесены изменения, касающиеся времени интервала и временного шага для вычисления коэффициента корреляции, а также всех уставок примененных в данном алгоритме. Данный алгоритм позволяет исключить работу оборудования в неблагоприятных режимах, а также избежать перегрева обмотки статора и преждевременного старения изоляции и как следствие избежать больших затрат в виде незапланированных ремонтных работ.

## 2.9 Алгоритм теплового контроля для обмотки статора генератора непосредственного охлаждения

Собрав все части воедино был получен алгоритм теплового контроля обмотки непосредственного охлаждения, состоящий из 3 независимо друг от друга работающих частей, а именно введение области допустимых температур (уставка изменяющаяся во времени), оценка параметров по коэффициенту связи между ними и по среднему значению температур без учета показаний одного датчика.

Упрощённый вид алгоритма определения средней температуры обмотки статора представлен на рисунке 14.





Рис.14 Алгоритм определения средней температуры обмотки статора

Полностью алгоритм представлен в приложении А на рисунке А.1.

Представленный алгоритм позволяет исключить перегрев обмотки статора и преждевременное локальное старения изоляции и как следствие избежать больших затрат в виде незапланированных ремонтных работ. Так же работа этого алгоритма может уменьшить затраты на испытания стержней обмотки статора.

### 3 Подпятник и направляющие подшипники

Вертикальные усилия, создаваемые весом вращающихся частей агрегата и осевой составляющей гидродинамической силы, воспринимаются подпятником. Для подпятников гидрогенераторов характерны высокие нагрузки (до 35 МН), сравнительно небольшие скорости (8—35 м/с) и большие размеры (наружный диаметр до 4,65 м). Подпятники современных гидрогенераторов выполняются с вращающимся диском и неподвижными опорными подушками (сегментами). Диск и сегменты помещены в заполненную маслом ванну. Сегменты опираются на шаровую опору (или, реже, на пружинное основание) и имеют возможность наклоняться, так что между ними и диском образуется клиновидный слой масла, сужающийся в направлении движения диска. Подпятник в разрезе изображен на рисунке 15.

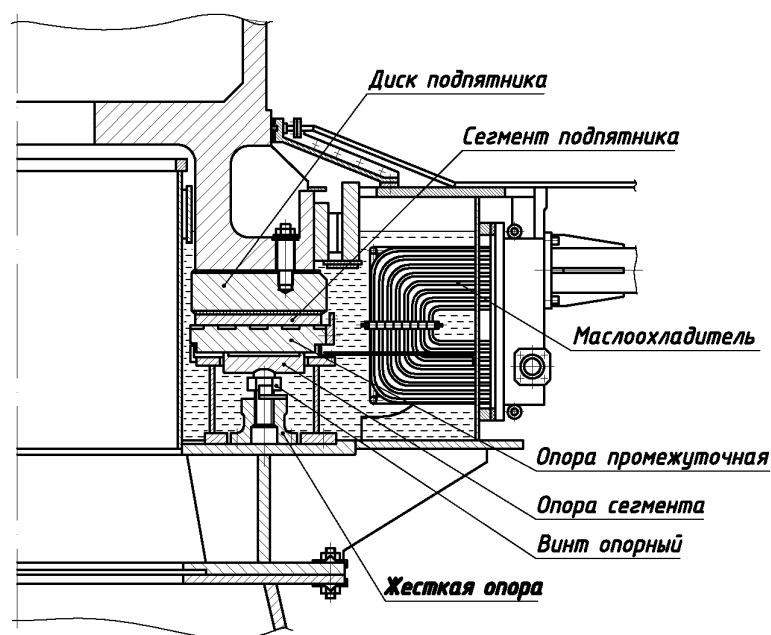


Рисунок 15 – Общий вид и основные конструктивные элементы

Клиновидный слой и движение диска создают подъемную силу, аналогичную той, которая действует на крыло, движущееся в воздухе или в жидкости. Подъемная сила уравнивает вертикальное усилие, так что движущаяся и неподвижная поверхности трения подпятника разделены слоем масла. Поэтому износ поверхностей трения отсутствует, а тепловыделение,

вызванное внутренним трением в масле, минимально. Выделяющаяся теплота отводится в основном маслом, которое прокачивается через слой вращающимся диском, а затем смешивается с маслом в ванне. Специальными охладителями теплота отводится из подпятника наружу.

При наличии масляного слоя, разделяющего поверхности трения, работа подпятника описывается гидродинамической теорией смазки, позволяющей определять основные характеристики: распределение давления по сегменту, толщину масляного слоя, потери трения и т. п.

Наиболее тяжелым является режим пуска подпятника, в течение которого существует контакт поверхностей трения. Одной из мер для облегчения затекания масла на поверхности трения является подъем ротора на тормозах-домкратах перед пуском. Однако эта мера малоэффективна и приводит к увеличению времени пуска агрегата.

### **3.1 Конструкция подпятника**

Конструкция подпятника должна удовлетворять следующим основным требованиям:

- Давать возможность распределить нагрузку между сегментами с достаточной для практики точностью;
- Позволять сегментам наклоняться в двух плоскостях, создавая клиновидный зазор между сегментами и диском;
- Обеспечивать сохранение достаточно плоской формы поверхностей трения при пуске и работе подпятника;
- Создавать правильную циркуляцию масла в ванне подпятника и обеспечивать отведение выделяемой теплоты;
- удерживать сегменты от сдвига при вращении ротора и от подъема вместе с ротором.

Наиболее простой и распространенный в отечественных гидрогенераторах—это однорядный подпятник с сегментами на винтовых опорах, изображенный на рисунке 16.

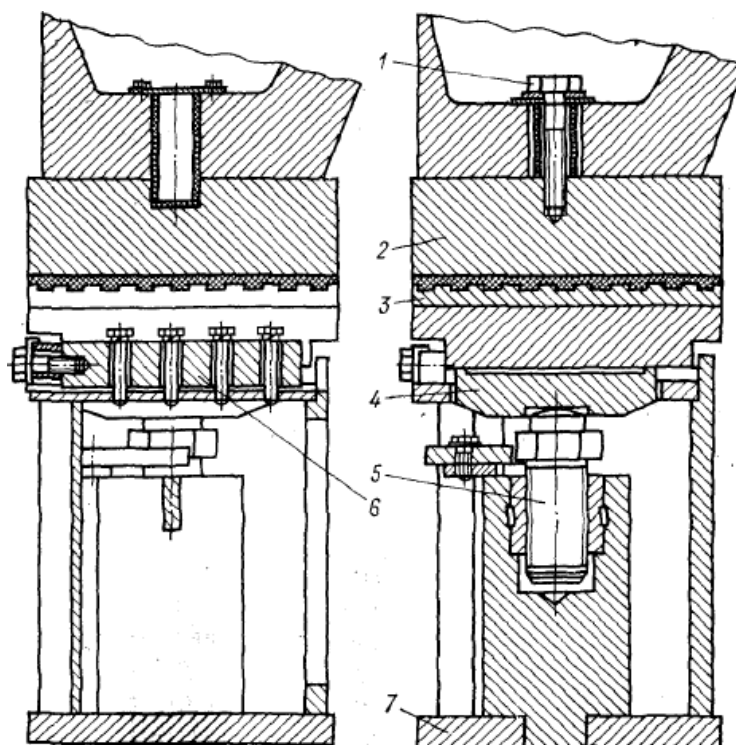


Рисунок 16 –Однорядный подпятник с сегментами на винтовых опорах

Диск 2 подпятника притянут к вращающейся втулке 1 и удерживается от тангенциального сдвига штифтами. Равномерная по окружности деформация диска и втулки в коническую поверхность не опасна, так как сегменты могут повернуться вслед за диском. Более опасно образование на диске волны деформации с чередующимися впадинами и выступами, что приводит к пульсации давления в масляном слое.

Сегмент 3 подпятника состоит из стальной основы и баббитового или фторопластового покрытия. Радиальная кромка сегмента, над которой сначала проходит фиксированный радиус диска при его вращении, называется входной кромкой, а противоположная - выходной. На входной кромке сегмента покрытие выполняется с фаской, облегчающей затягивание масла диском. Поверхность за вычетом этой фаски называют рабочей.

Высотное положение сегментов регулируется вворачивание или выворачиванием опорных болтов 5 в корпусе 7 с измерением нагрузки, воспринимаемой каждым из них. Для облегчения наклона сегмента верхняя часть болта имеет сферическую головку. При большой нагрузке на болт сфера болта обминается, затрудняя само установку сегмента.

Если нагрузка на болт превышает 1,5 МН, то обмятие сферы болта искажает эксцентриситет и затрудняет качание сегмента. Так как число сегментов в ряду обычно не превышает 20, то при общей нагрузке свыше 30 МН подпятники для уменьшения нагрузки на болт выполняются двухрядными. Двухрядный подпятник изображен на рисунке 17. При этом уменьшаются и размеры сегментов, что позволяет уменьшить и их деформации.

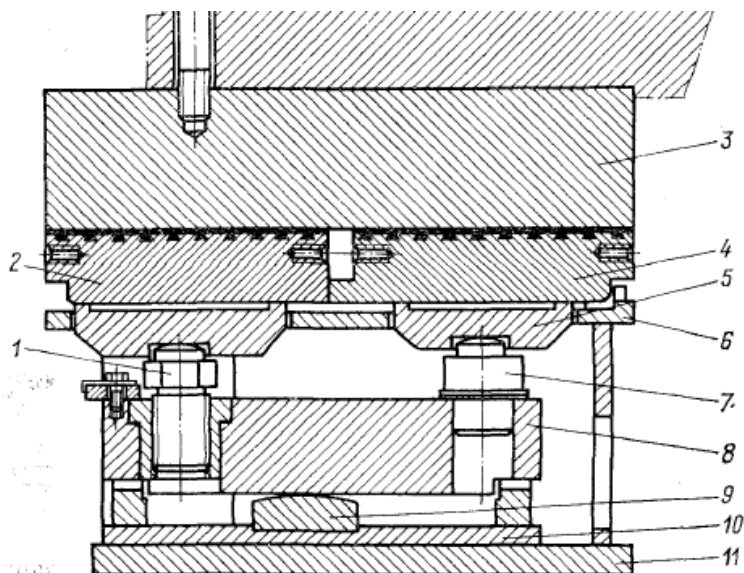


Рисунок 17 –Подпятник с двухрядным расположением сегментов

Номера частей на рисунке 17 обозначают: 1 – опорный болт; 2,4 – сегменты; 3 – диск; 5 – опора; 6 – верхний диск корпуса; 7 – опорный палец; 8 – балансир; 9 – опора балансира; 10 – гнездо балансира; 11 – нижний диск корпуса.

Чтобы распределить нагрузку между наружным и внутренним сегментом, их опорные болты ввернуты на концах балансира 8, лежащего на цилиндрической опоре 9. Нагрузку на внутренний и наружный ряд сегментов выбирают так, чтобы толщина слоя масла на них была одинаковой.

### 3.2 Конструкция направляющих подшипников

Конструкция направляющих подшипников. В современных гидрогенераторах применяются сегментные направляющие подшипники, работающие на самосмазке (без принудительной циркуляции масла).

Сегменты, каждый из которых представляет собой часть кольца, расположены в масляной ванне вокруг шейки вала. Для смазки трущихся поверхностей они примерно на половину своей высоты погружены в масло. Благодаря капиллярному эффекту масло поднимается и растекается по всей поверхности шейки вала и сегментов, обеспечивая таким образом смазку не погруженной части подшипника.

Поверхность трения сегментов облицована баббитом или фторопластом. В радиальном направлении каждый сегмент имеет опору, причем в различных конструкциях опирание происходит либо в точке, либо по линии. В первом, наиболее распространенном, случае сегменты опираются на сферические поверхности регулируемых болтов. Для облегчения образования зазора клиновидной формы предусматривается эксцентриситет — смещение оси опоры относительно середины сегмента на 6—8 % в сторону вращения вала. Средняя величина одностороннего зазора обычно принимается 0,12—0,2 мм (меньшие значения для более быстроходных машин).

На рисунке 18 представлена конструкция подшипника и одна из наиболее распространенных компоновок его в масляной ванне крестовины. Подшипник состоит из сегментов 3; охватывающих шейку вала 1; опорных болтов 4; размещенных в гнезде крестовины 5; контрящих гаек 6 и изоляционных планок 8, поддерживающих сегменты подшипника снизу.

Опорный болт упирается в съемный сухарь, который выполнен в форме седла, и удерживает сегмент в тангенциальном направлении.

Сухарь изолирован от тела сегмента фасонной прессованной коробочкой; последняя вместе с изоляционными поддерживающими планками защищает поверхность трения от подшипниковых токов.

Удобство эксплуатации таких подшипников обуславливается легкостью установки зазора путем регулирования опорного болта. Сборка и разборка также не представляют затруднений, так как отдельные сегменты имеют относительно небольшие размеры и массу.

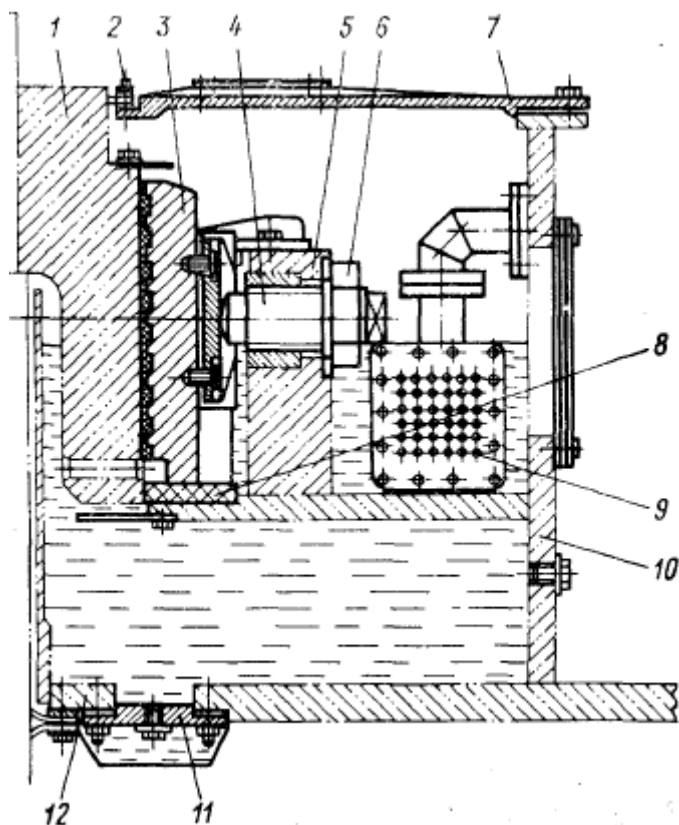


Рисунок 18 – Конструкция направляющего подшипника

Для подачи смазки на трущиеся части по всей их высоте часто в шейке вала выполняют радиальные отверстия, которые работают наподобие центробежных насосов. Масло, проходящее через зазор, нагревается тепловыми потерями от трения и охлаждается затем трубчатыми охладителями, расположенными в масляной ванне подшипника [10].

### 3.3 Контроль уровня масла в ванне подшипников

Контроль уровня масла в ванне должен осуществляться автоматически с подачей сигнала при отклонении уровня от допустимых пределов и визуально по

масломерному стеклу. Нормальный уровень масла и его предельные значения должны быть нанесены на масломерном стекле и указаны в местной инструкции.

Уровень масла в ванне подпятника должен проверяться оперативным персоналом не реже одного раза в смену. При повышении уровня масла в ванне подпятника сверх допустимого значения следует взять пробу масла и, если в нем будет обнаружена вода, остановить гидроагрегат для устранения попадания воды в ванну и замены масла. Для гидроагрегатов с надежно работающими подпятниками при обнаружении небольшого количества воды в масле (следы воды) допускается временная работа при постоянном контроле (два раза в смену) за состоянием масла.

Для контроля уровня масла существует две уставки выше нормального уровня и ниже его, так возможно не только попадание в масло воды из маслоохладителей, но и утечка масла через уплотнение. Уровни масла, соответствующие уставкам указаны на рисунках 19, 20.

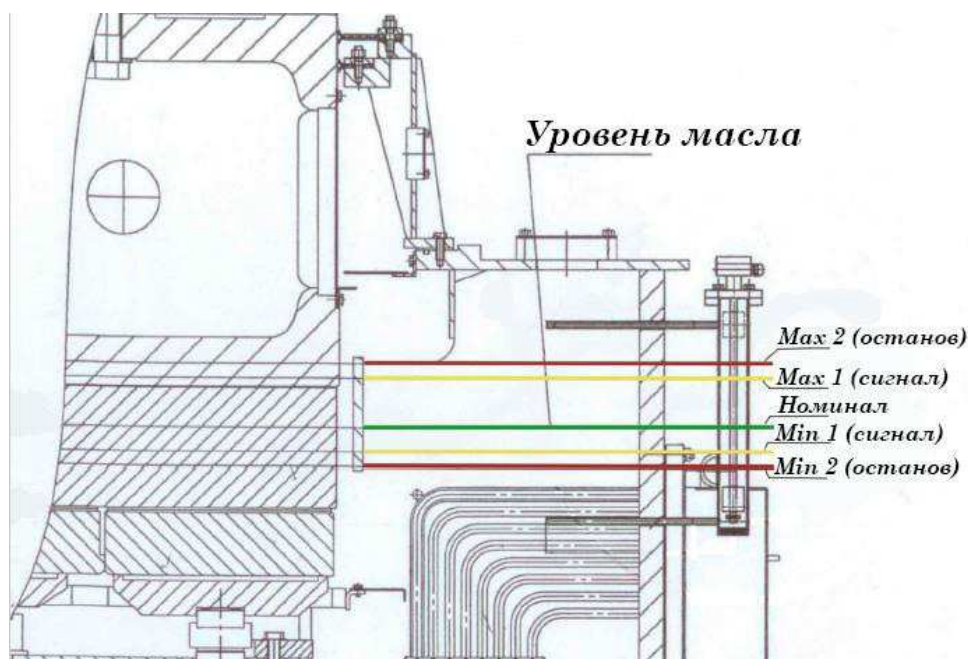


Рисунок 19 – Уставки уровней масла в масломерном стекле подпятника



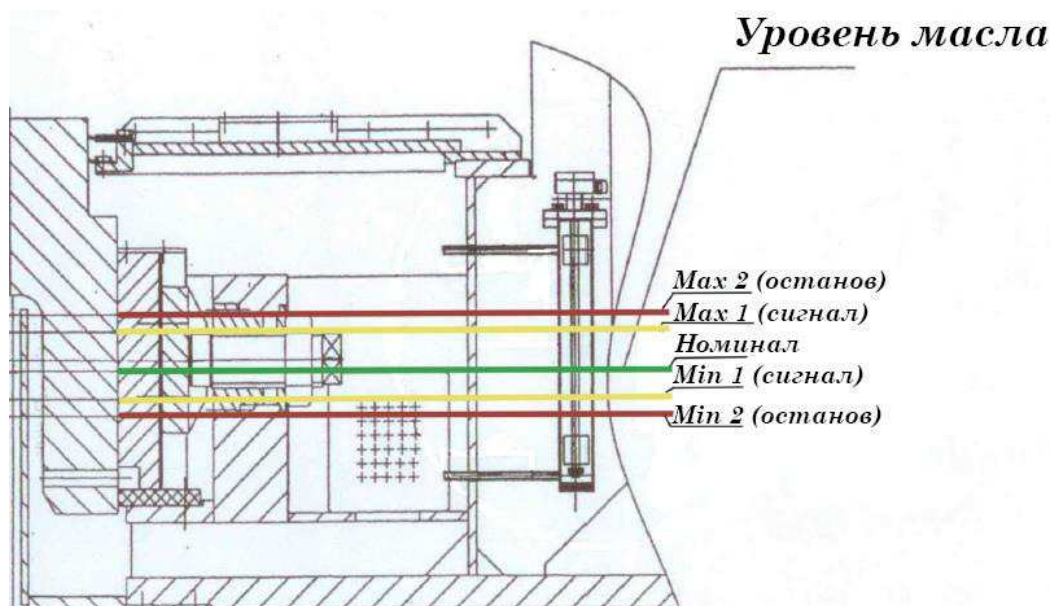


Рисунок 20 – Уставки уровней масла в маслованне направляющего подшипника

Периодически, в соответствии с графиком, установленным местной инструкцией, производить отбор и анализ масла из ванны подпятника. При несоответствии характеристик масла требованиям ГОСТ заменить его.

Для контроля уровня масла в маслованне используют поплавки с постоянным магнитом перемещается вместе с уровнем жидкости по трубе скольжения, в которой находится цепь измерения. Изображение датчика и принципиальная схема его действия показана на рисунке 21.

Цепь измерения состоит из маленьких чипов, припаянных к печатной плате, в которых находятся герконы и сопротивления. Магнитное поле поплавка переключает герконы и цепь работает по схеме трёхпроводного потенциометра. Отдаваемое напряжение пропорционально к высоте уровня жидкости. В зависимости от требований имеются в распоряжении различные растры от 5 до 20 мм. Непрерывное измерение высоты уровня не зависит от физических и химических свойств среды таких как, образование пены или пузырей, токопроводимости, вибрации, давления и температуры в указанных пределах.

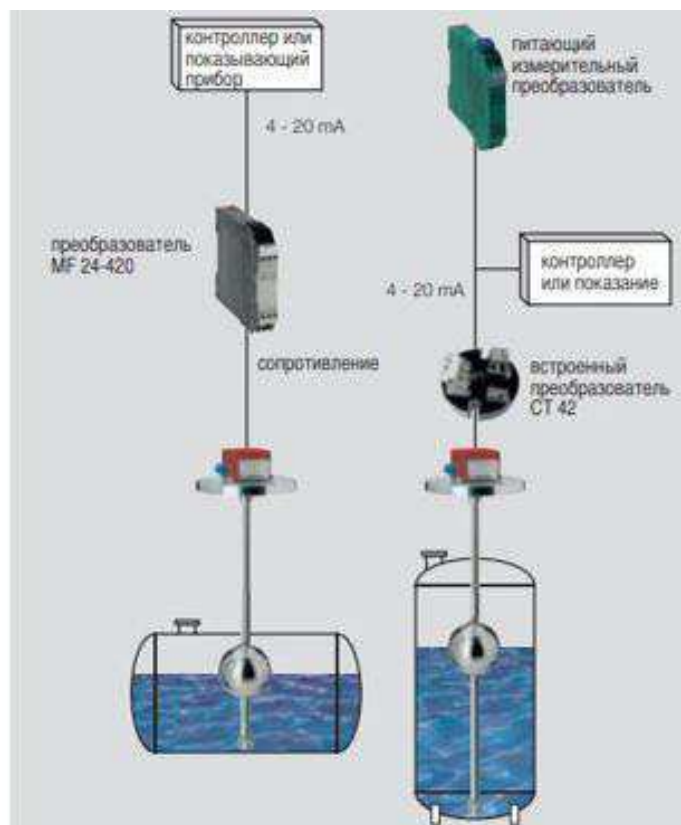


Рисунок 21 - Изображение датчика и принципиальная схема его действия

### 3.4 Применение сглаживания для обработки сигнала уровня масла в маслопроводе

Простое скользящее среднее является одним из наиболее широко используемых индикаторов в техническом анализе. Он не только используется в качестве самостоятельной методики, но и лежит в основе многих других технических индикаторов. При осуществлении сглаживания всем наблюдениям случайной величины из интервала сглаживания присваивается одинаковый удельный вес.

С математической точки зрения простое скользящее среднее представляет собой среднее арифметическое значение, а для расчета его значения используется формула 5.

$$\bar{X}(k) = \frac{1}{n} \sum_{i=k}^{n+k} X(t) \quad (5)$$

где  $n$  – размер окна (период сглаживания);

$k$  – номер члена ряда, значение которого заменяется средним.

Вообще, чем больше окно, тем сильнее сглаживание. Поэтому, если выбрать окно слишком большим, вместе со случайной составляющей возможно будут подавлены изменения, несущие полезную информацию. В пределе, если размер окна взять равным длине ряда, значения всех его членов станут одинаковыми и равными среднему значению ряда. Вся информация о динамике исследуемого процесса таким образом будет потеряна. Пример функции сглаживания представлен на рисунке 22.

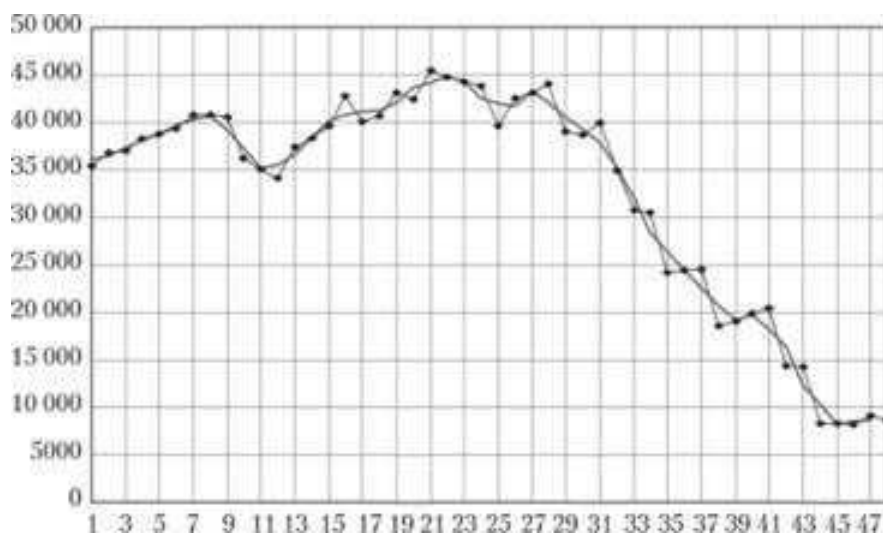


Рисунок 22 – Пример функции сглаживания

Сглаживание с помощью скользящих средних основано на том, что в средних величинах взаимно погашаются случайные отклонения. Это происходит вследствие замены первоначальных уровней временного ряда средней арифметической величиной внутри выбранного интервала времени. Полученное значение относится к середине выбранного интервала времени (периода).

Затем период сдвигается на одно наблюдение, и расчет средней повторяется. При этом периоды определения средней берутся все время одинаковыми. Таким образом, в каждом рассматриваемом случае средняя центрирована, т.е. отнесена к срединной точке интервала сглаживания и представляет собой уровень для этой точки [15].

### **3.5 Требования к алгоритму контроля уровня масла в подпятнике и направляющих подшипниках.**

Основным параметром для алгоритма является уровень масла в маслованне подшипника. Изменение уровня масла при работающем гидроагрегате и остановленном достигают 30 мм. Так же можно заметить, что при постоянном уровне масла, когда гидроагрегат находится в работе существуют колебания уровня в пределах 3мм, рисунок 23.

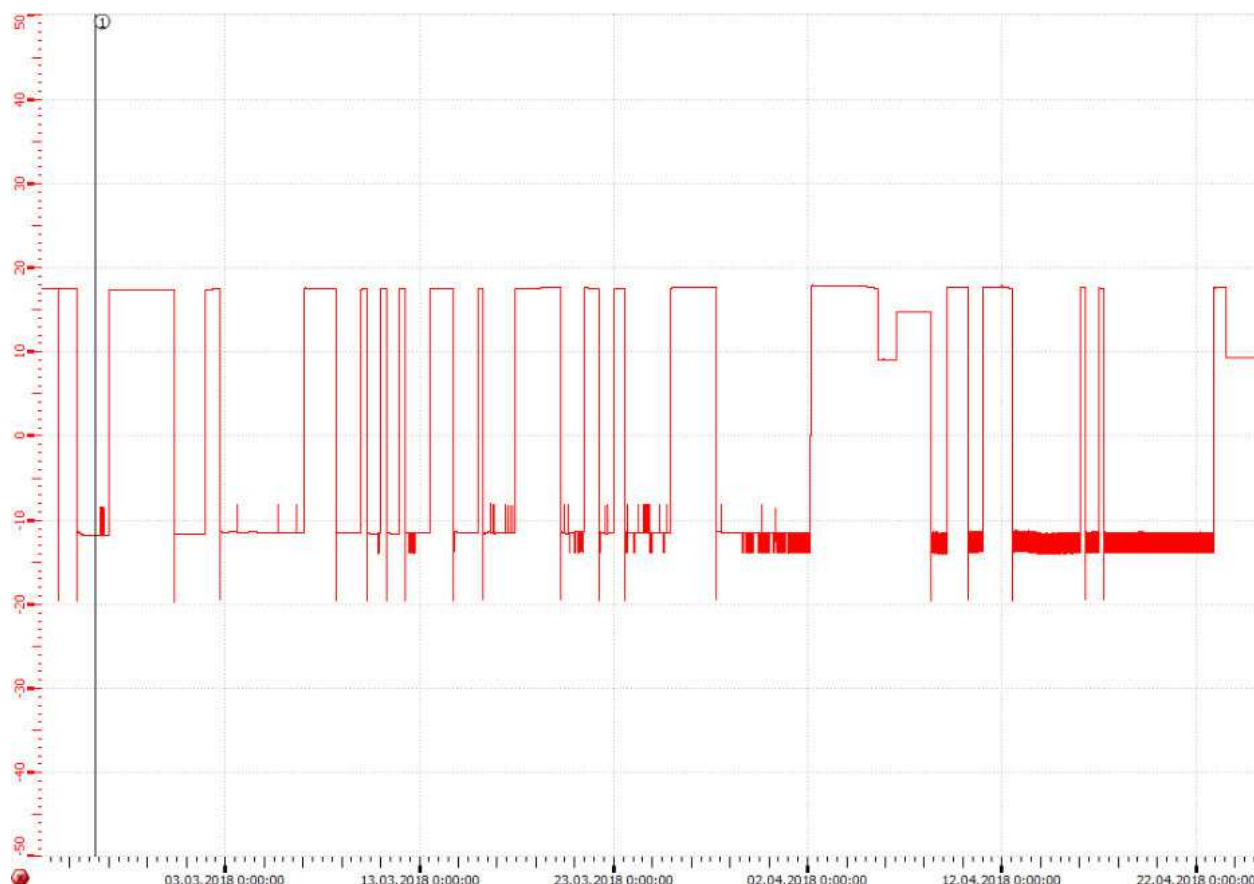


Рисунок 23 – Изменение уровня масла в маслованне при отсутствии дефекта

При утечке масла уровень в маслованне постоянно снижается.

Рассмотрим дефект связанный с утечкой масла из маслояны генераторного подшипника. Было зафиксировано уменьшение уровня масла на 10 мм за период 20 суток. В течении данного отрезка времени было 4 пуска ГА, рисунок 24. В связи с этим были сформированы следующие требования к алгоритму:

- Обработка сигналов должна выполняться на работающем ГА;
- Обработка сигналов должна выполняться на остановленном ГА;
- Алгоритм должен сработать, при относительно малых утечках масла;
- Алгоритм должен сработать, при относительно больших утечках масла;
- При обработке сигнала использовать сглаживание.

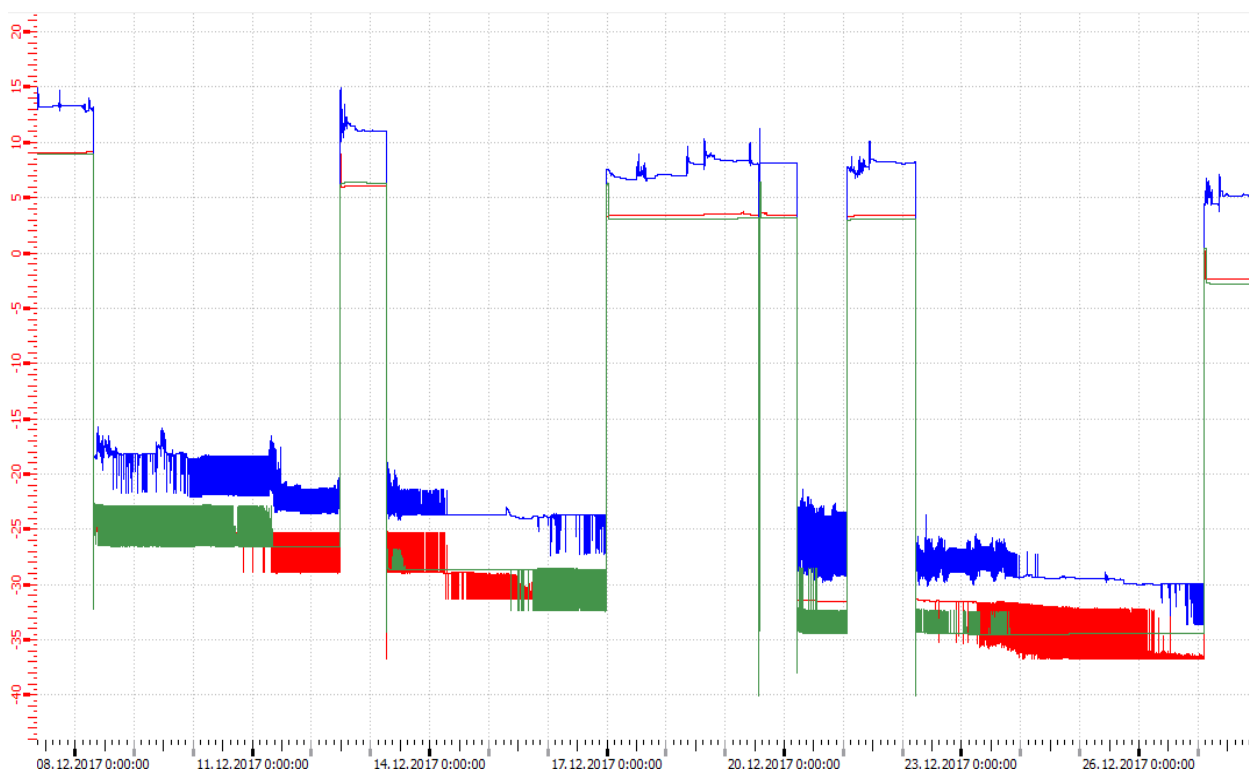


Рисунок 24 - Изменение уровня масла в маслояне

Так же для удобства настройки и доработки алгоритма считаю целесообразно добавить в автоматически генерируемый отчет «Состояние ГА при пуске/останове» следующие параметры:

- Уровень масла в маслованне генераторного подшипника, подпятника, турбинного подшипника;
- Температура масла в маслованне генераторного подшипника, подпятника, турбинного подшипника.

Для исключения бесконтрольного изменения уровня масла, были разработаны 3 алгоритма, которые используют разные методы, но одни и те же входные параметры:

- Изменение уровня масла на работающем гидроагрегате за несколько периодов времени;
- Контроль уровня масла после останова гидроагрегата;
- Увеличение скорости изменения масла в маслованне.

### **3.6 Изменение уровня масла на работающем гидроагрегате за несколько периодов времени**

Первый алгоритм является долгосрочным, при малой утечке. Первым шагом определяется исправность датчика и проверка работы гидроагрегата. Если частота вращения больше гидроагрегата 95% и датчик исправен, то сигнал с датчика  $h$  обрабатывается, используя сглаживание. Сглаживание выполняется, не используя вычислительные ресурсы верхнего уровня АСУ ТП, а непосредственно на контроллере. После собирается база данных состоящая из 3 сохраненных значений за определённый интервал времени.

Так как интенсивность падения уровня масла при утечке не высока, а алгоритм должен быть отстроен от ложных срабатываний, то за период времени было принято 10 дней каждого месяца. Для понимания процесса, выбор данных представим в виде изображения. На рисунке 25 представлена периодичность включения в сеть одного ГА. По второму и третьему периоду становится понятно, что ГА может работать без остановки несколько дней, а может часто осуществляться пуск и останов. Линия, соответствующая  $P_{ном}$ , является ограничением по установленной мощности гидрогенератора.

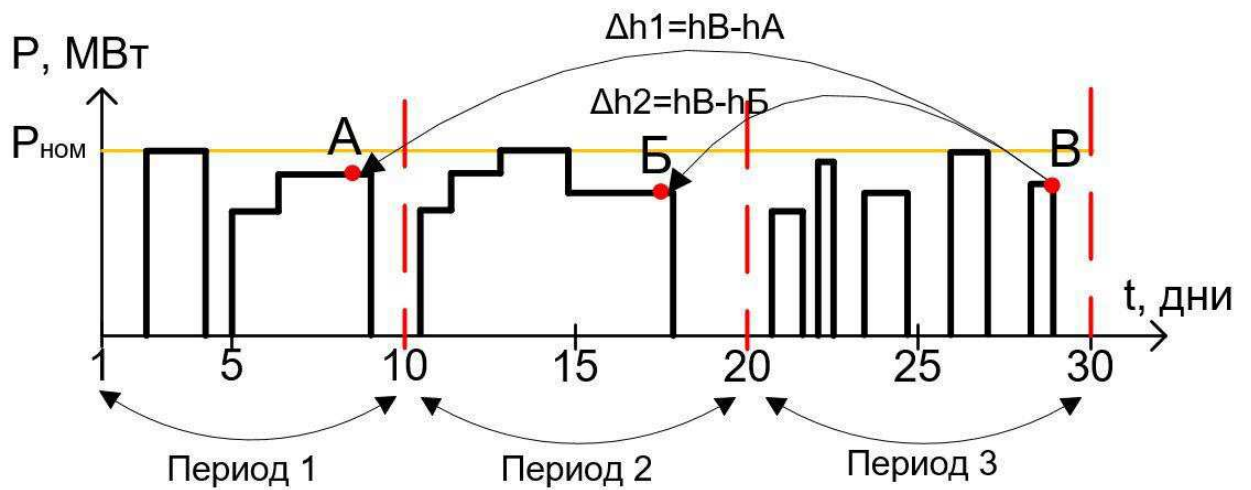


Рисунок 25 – Разбивка месяца на периоды

Алгоритм осуществляет выбор показания уровня масла за последний пуск гидроагрегата в каждом из трех периодов времени. Для исключения ошибок было принято брать уровень масла из сводки ГА через 180 минут после пуска. Это позволит исключить изменение объема масла из-за воздействия температуры.

Для избежания ложного срабатывания в случае простоя или ремонта оборудования длительностью более одного периода, в алгоритм добавлено условие, цель которого зафиксировать количество пусков в каждом периоде месяца, рисунок 26. Если гидроагрегат находится в ремонте, то показания датчиков, а следовательно и изменение уровня масла не будут учитываться за данный период.

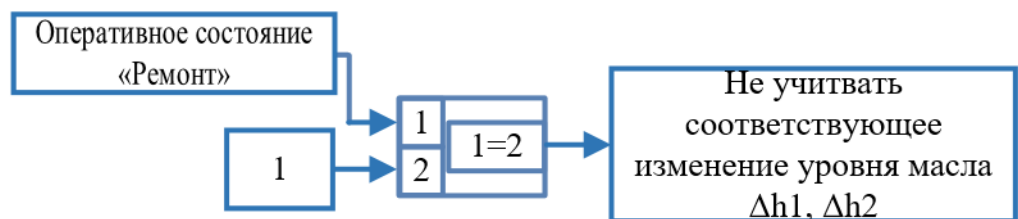


Рисунок 26 – Условие обработки сохраненных значений.

После выбора значений рассчитывается изменение уровня масла в последнем периоде относительно предыдущих двух по формулам 6, 7 и сравнивается с уставками уменьшения и увеличения уровня масла.

$$\Delta h_1(t) = \Delta h(t_3) - \Delta h(t_1) \quad (6)$$

$$\Delta h_2(t) = \Delta h(t_3) - \Delta h(t_2) \quad (7)$$

Уставки для турбинного подшипника приведены ниже:

$$-\Delta h_{\text{ТП}} = -5 \text{ мм}; +\Delta h_{\text{ТП}} = 7 \text{ мм}.$$

Уставки были выбраны исходя из имеющихся наблюдений на рисунке 24. Колебания уровня масла составляют от 2 до 5 мм, а изменение уровня составляет 10 мм за 20 суток при 4 пусках ГА. Следовательно, уставка должна быть отстроена от возможных колебаний и должна быть минимальной для обнаружения дефекта.

Завершающим этапом является подача сигнала «Утечка масла из маслованны» или «Попадание воды в маслованну». Функциональная часть алгоритма, описанная выше, представлена на рисунке 27.



Рисунок 27 – Функциональная часть алгоритма изменения уровня масла в маслованне на работающем

Полностью алгоритм представлен в приложении А на рисунке А.2.

### 3.7 Контроль уровня масла после останова гидроагрегата

Также для контроля уровня масла можно применить алгоритм, в работу которого заключается контроль изменения уровня масла в период простоя



оборудования. Основным преимуществом данного алгоритма является, то что колебания масла в масломанне намного незначительнее при простое оборудования чем при его работе. А значит уставки для алгоритма могут быть выбраны меньше, следовательно, алгоритм будет точнее.

В случае необходимости слива масла, алгоритм постоянно будет отправлять бессмысленную информацию о утечке масла. Для прекращения работы алгоритма, используется блок сравнения аварийной уставки минимального уровня масла и текущего значения уровня масла. В случае если аварийная уставка будет больше чем текущее значение подается сигнал «Блокировка работы алгоритма», рисунок 28.

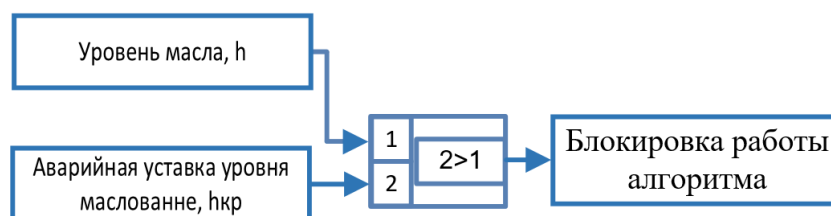


Рисунок 28 – Блокировка работы алгоритма

Вторым этапом определяется исправность датчика и проверка останова гидроагрегата. Если частота вращения равна гидроагрегата 0% от номинальной частоты вращения, датчик исправен, то сигнал с датчика  $h$  обрабатывается, используя сглаживание.

После сравниваются уровень масла до пуска гидроагрегата и уровень масла после его останова и истечении 30 минут. Уставка по времени задается с целью дать маслу возможность нормализовать уровень в масломанне. Полученное изменение уровня масла сравнивается с уставками. Уставки для турбинного подшипника приведены ниже:

$$-\Delta h_{\text{ТП}} = -1 \text{ мм}; +\Delta h_{\text{ТП}} = 1 \text{ мм}.$$

Функциональная часть алгоритма представлена на рисунке 29.

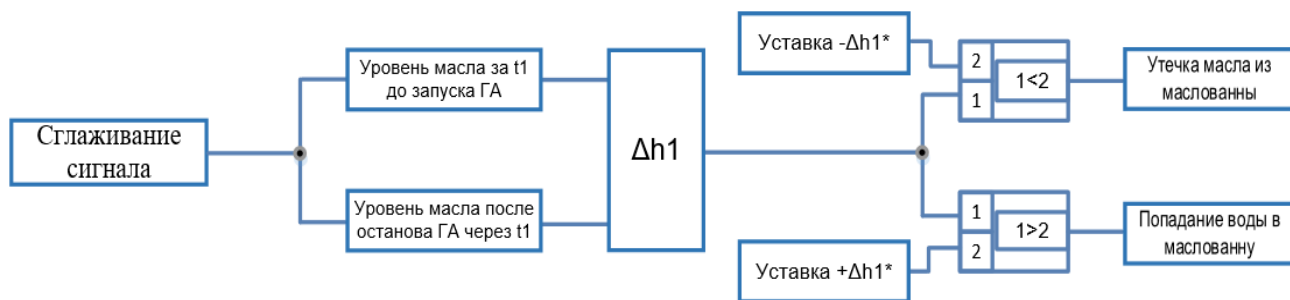


Рисунок 29 - Функциональная часть алгоритма изменения уровня масла в маслованне на остановленном ГА

Если изменение уровня масла больше, чем значение  $+\Delta h_{\text{ТП}}$ , значит зафиксировано попадание воды и тем самым увеличение уровня масла.

В случае наоборот, если изменение уровня масла меньше чем значение  $-\Delta h_{\text{ТП}}$ , зафиксирована утечка масла.

Полностью алгоритм представлен в приложении А на рисунке А.3.

### 3.8 Увеличение скорости изменения масла в маслованне

Все ранее рассмотренные алгоритмы относятся к продолжительным или долгим. В случае быстрого изменения уровня масла, в диапазоне часа, алгоритмы не сработают. Для фиксации быстрого изменения уровня масла используется алгоритм по скорости. Основным отличием данного типа алгоритма является, то что он фиксирует не факт изменения контролируемой величины, а скорость изменения параметра.

Первым этапом определяется исправность датчика и проверка работы гидроагрегата. Если частота вращения больше гидроагрегата 95% и датчик исправен, то сигнал с датчика  $h$  обрабатывается, используя сглаживание.

После фиксируется текущее значение уровня масла и подается в блок вычисления скорости. При получении первой информации блок сохраняет его и ведет отсчет времени 1 час. Как только время вышло в блок пропускается еще одно значение уровня масла. Тем самым мы получаем изменение уровня масла

за час работы гидроагрегата. Полученное значение сравнивается с уставками, для турбинного подшипника приведены ниже:

$$\frac{-dh_{\text{ТП}}}{dt} = -5 \frac{\text{мм}}{\text{час}}; \quad \frac{+dh_{\text{ТП}}}{dt} = 5 \frac{\text{мм}}{\text{час}}$$

Если скорость изменения уровня масла больше чем значение  $\frac{+dh_{\text{ТП}}}{dt}$ , значит зафиксировано попадание воды и тем самым увеличение уровня масла. В случае наоборот, если изменение уровня масла меньше чем значение  $\frac{-dh_{\text{ТП}}}{dt}$ , зафиксирована утечка масла. Функциональная часть алгоритма, описанная выше, представлена на рисунке 30.

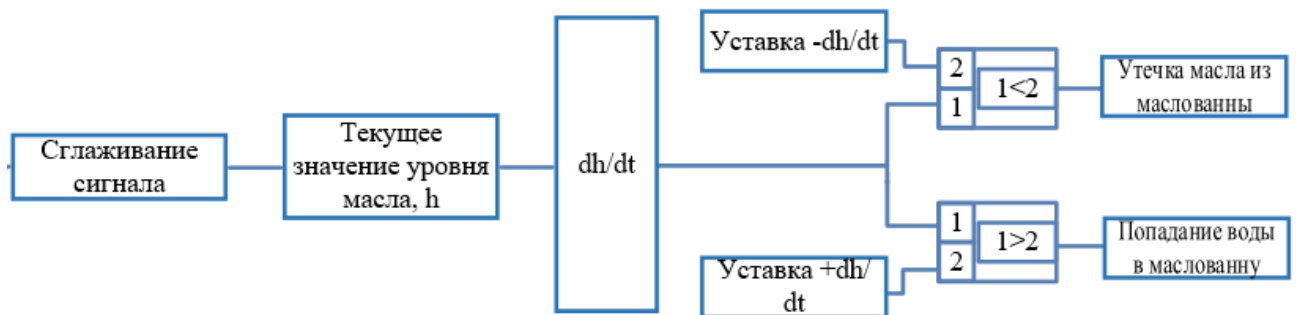


Рисунок 30 - Функциональная часть алгоритма скорость изменения уровня масла в маслованне на работающем ГА

Полностью алгоритм представлен в приложении А на рисунке А.4.

## 4 Система регулирования гидротурбины

### 4.1 Состав и краткая характеристика оборудования МНУ

В машинном зале ГЭС расположена маслонапорная установка для обеспечения гидравлического привода лопаток направляющего аппарата (НА). МНУ при проектировании турбины выбирают, исходя из расчета количества масла, необходимого для регулирования турбины в наиболее неблагоприятном цикле (полное открытие НА – отказ насосов подкачки – закрытие НА). В этом режиме при расходе масла давление в котле МНУ будет уменьшаться, но объема масла должно хватить, чтобы обеспечить указанный цикл.

МНУ является аккумулятором энергии. Энергетическим носителем МНУ служит масло, давление которого постоянно поддерживается масляными насосами и сжатым воздухом в масловоздушном котле. Это обеспечивает работу силовых органов системы регулирования и управления: сервомоторов НА, лопастей РК (у турбин Каплана) и иглы сопла у турбин Пельтона.. Напорный котел МНУ заполнен в определенном соотношении воздухом и маслом. Количество воздуха и его давление снижаться не должны. Однако вследствие неизбежных протечек воздуха и масла из котла требуется его периодическая подкачка из системы воздушного хозяйства ГЭС и бака слива масла. Изображение МНУ представлено на рисунке 31.

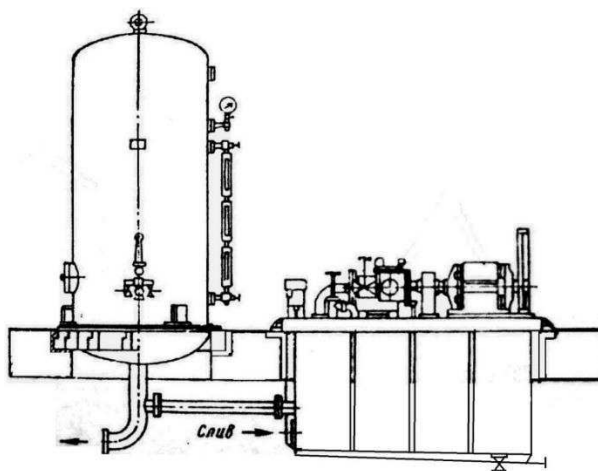


Рисунок 31 – Маслонапорная установка

В состав МНУ входят: гидроаккумулятор, маслонасосный агрегат, лекажный агрегат, автоматика управления.

Гидроаккумулятор, маслонасосный и лекажный агрегаты соединены между собой и элементами управления гидротурбиной напорным и сливными трубопроводами. Контроль за маслонасосной установкой, управление её работой и сигнализацию о ненормальных режимах выполняет панель управления.

Гидроаккумулятор состоит из двух сосудов: масловоздушного и воздушного, соединенных воздушным и масляным трубопроводами и оборудованных средствами контроля, автоматики и защиты.

Маслонасосный агрегат представляет собой сливной бак, на верхнем листе которого установлены два насоса с электродвигателями, соединенные эластичными муфтами.

Каждый насос оборудован клапанами: обратным, предохранительным, перепускным. Электродвигатели насосов управляются от силовых шкафов.

Сливной бак предназначен для сбора отработанного масла, его фильтрации, деаэрации и деэмульсации. Внутренними перегородками бак разделен на зоны чистого и отработанного масла, между которыми устанавливается сменный сетчатый фильтр. Внутренняя полость бака соединяется с атмосферой через воздушный фильтр.

Маслонасосный агрегат соединён с гидроаккумулятором вентилем, установленном на трубопроводе системы регулирования и вентилем, установленном на гидроаккумуляторе, который во время нормальной работы МНУ закрыт.

Лекажный агрегат представляет собой сливной бак, с установленным на нем насосным агрегатом ЛН, оборудованным обратным клапаном. Сливной бак лекажного агрегата разделен внутренними перегородками на зоны чистого и отработанного масла, между которыми установлен сетчатый фильтр.

## **4.2 Принцип действия МНУ**

Маслонапорная установка служит источником энергии для гидравлической части системы регулирования. Рабочей средой является турбинное масло. В гидроаккумуляторе РА содержится необходимый для регулирования объем масла 35%. Остальной объем сосуда заполнен сжатым воздухом. Воздух является аккумулирующей средой и содержит запас энергии для работы механизмов систем управления.

В процессе работы в гидроаккумуляторе автоматически поддерживается номинальное давление масла и постоянный объем воздуха. Восстановление израсходованного из гидроаккумулятора объема масла на регулирование и протечки в системе производится насосами.

Масло, нагнетаемое в гидроаккумулятор, сжимает находящийся в нем воздух, восстанавливая тем самым запас энергии и номинальное давление.

Потери воздуха восстанавливаются периодической подачей порции воздуха от ресивера ГЭС в гидроаккумулятор автоматически через клапан впуска воздуха или вручную.

Отработанное в системе масло поступает в сливной бак, проходит через сетчатый фильтр, частично освобождается от растворенных в нем воздуха и воды и вновь насосами нагнетается в гидроаккумулятор. Объем масла, содержащийся в сливном баке, обеспечивает нормальную работу насосов.

Протечки и слив масла от элементов гидросистемы собираются в сливной бак лекажного агрегата.

## **4.3 Алгоритм для обнаружения потерь масла из системы регулирования**

В ходе изменения угла открытия НА в процессе регулирования мощности, уровень масла в котле МНУ постепенно снижается, а в сливном баке повышается, рисунок 32.

Объем масла, в идеализированной системе, всегда должен быть постоянен, и может описываться формулой 8:

$$\Delta V_{\text{сливной бак}} = \Delta V_{\text{котел}} + \Delta V_{\text{лекажный бак}} \quad (8)$$

Но в реальных условиях в большинстве случаев существуют протечки через фланцевые соединения, уплотнения лопастей рабочего колеса, уплотнения сервоприводов и через другие элементы системы регулирования.

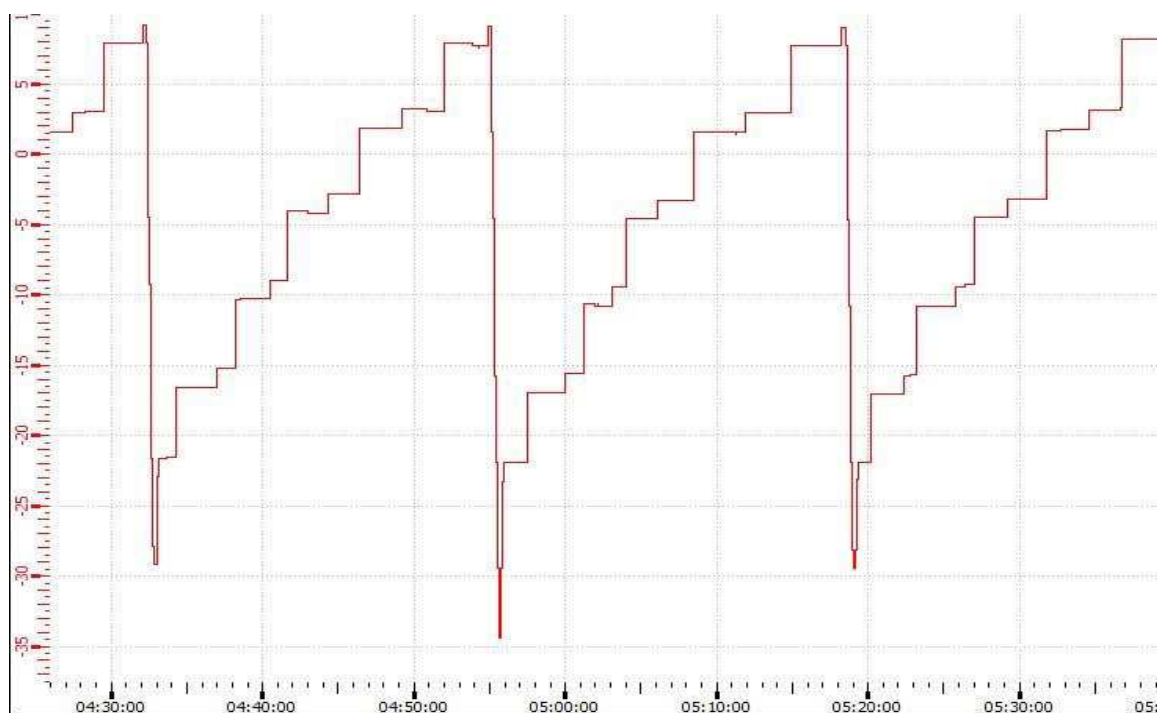


Рисунок 32 – Изменение уровня масла в сливном баке

Суть алгоритма заключается в сравнении уровня масла находящегося в баке слива масла с уровнем масла в баке МНУ. Для этого необходимо для каждого ГА, в котором не наблюдается утечек масла по трендам из базы данных АСУ ТП, найти уровень масла в баке и сопоставить его с уровнем масла в котле, рисунок 33.

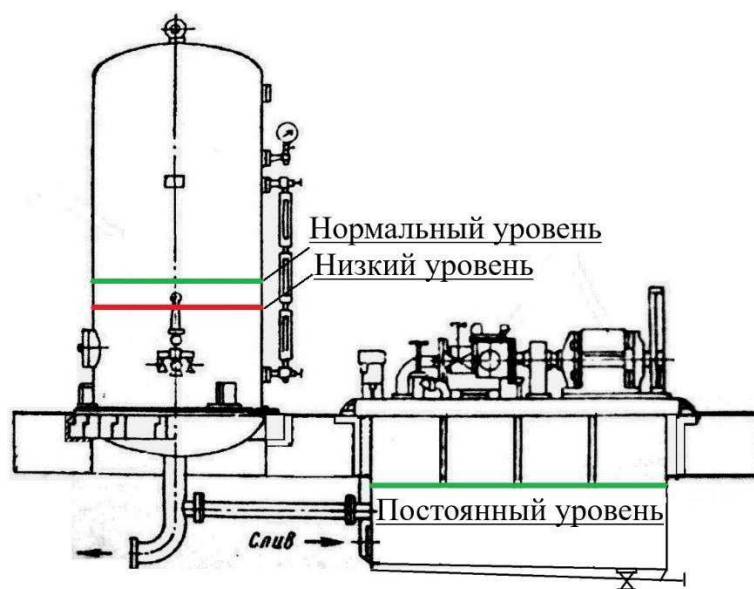


Рисунок 33 – Баланс уровней масла в МНУ

При соблюдении «Постоянного уровня» в баке слива масла и «Нормального уровня» в котле МНУ, которые задаются уставками, можно сделать вывод, что утечки масла нет или она малозначительна и пока не выявлена. В случае если уровень в котле находится ниже чем нормальный уровень масла подается сигнал, сообщение о утечке масла из системы регулирования.

Детально работу алгоритма можно представить следующим образом, первым шагом определяется исправность датчика и проверка работы гидроагрегата. Если частота вращения гидроагрегата больше 95%, датчик исправен то сигнал учитывается в ходе дальнейшего алгоритма и сглаживается. Сглаживание сигнала выполняется лишь с целью убрать кратковременные повышения или понижения уровня масла, которые могут помешать работе алгоритма. После происходит выбор уровня масла в баке, который равен выбранной, для каждого ГА, уставке. Первый этап алгоритма представлен на рисунке 34.





Рисунок 34 – Поиск определённого уровня масла в баке МНУ

При определённом уровне масла в баке, берутся показания с датчика уровня масла в котле и переносятся в память алгоритма в блок «Сохраненное значение  $h_{к1}$  за  $t_1$ », рисунок 35. Данный блок постоянно обновляет информацию полученную с датчика в пределах времени  $t_1$ .

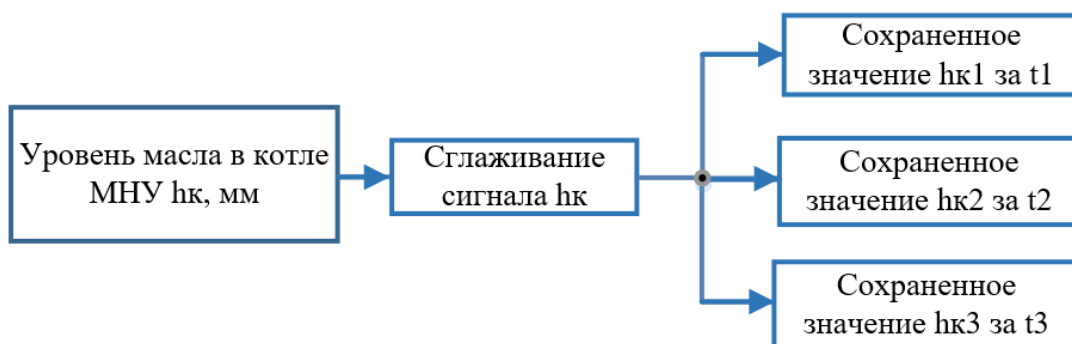


Рисунок 35 –Часть алгоритма обнаружения потерь масла из системы регулирования

Уставки времени  $t_1, t_2, t_3$  являются интервалом времени с начала алгоритма за которое обновляются значения  $h_{к1}, h_{к2}, h_{к3}$  соответственно. По истечении времени первого интервала значения сохраняются в блок «Сохраненное значение  $h_{к2}$  за  $t_2$ » и т.д. Последним шагом является вычисление изменения уровня масла и сравнение его с уставкой, рисунок 36.

Вычисление изменения уровня масла производится по формулам 9-10:

$$\Delta h_1 = h_{к1} - h_{к2} \quad (9)$$

$$\Delta h_2 = h_{к1} - h_{к3} \quad (10)$$

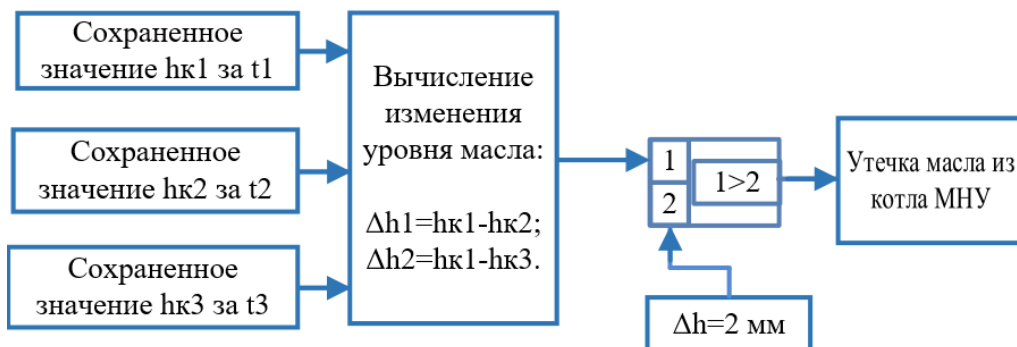


Рисунок 36 –Часть алгоритма обнаружения потерь масла из системы регулирования

Если уставка  $\Delta h$  будет меньше чем изменение уровня масла в котле МНУ, то подается сигнал, сообщение о утечке масла из котла МНУ.

Полностью алгоритм представлен в приложении А на рисунке А.6.

## 5 Вибрация в гидроагрегате

### 5.1 Структурная схема системы стационарного виброконтроля гидроагрегата

Система вибрационного контроля разделяется на 3 уровня: нижний уровень, средний и верхний.

Структурная схема системы вибрационного контроля представлена на рисунке 37.

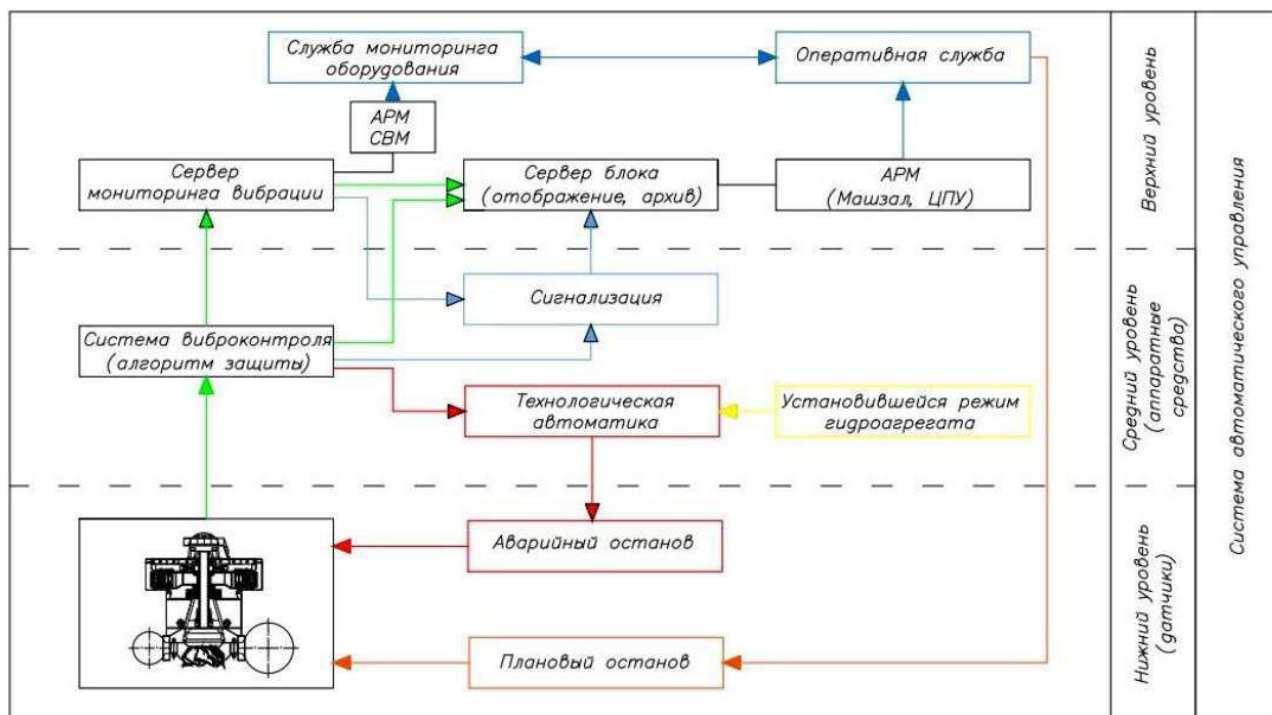


Рисунок 37 – Структурная схема вибрационного контроля

Нижний уровень включает в себя первичные преобразователи, устанавливаемые непосредственно на гидроагрегате, служат для измерения следующих параметров: биения вала агрегата; вибрации корпусов направляющих подшипников и опоры подпятника; вибрации сердечника статора генератора; кавитационный шум в проточной части; режимные параметры агрегата (мощность, напор, высоту отсасывания, открытие направляющего аппарата); отметку положения ротора.

Средний уровень включает в себя систему управления и защиты, которая обеспечивает непрерывный контроль за измеряемыми параметрами и

сравнивает их величины с пороговыми значениями. Стержнем такой системы являются возможности средств измерений при минимальных требованиях к оператору, которого в автоматической системе может и не быть.

В верхний уровень входит: сервер мониторинга вибрации, служба мониторинга оборудования, сервер блок, включающий в себя архив и систему отображения данных, с помощью которой оперативная служба следит за состоянием гидроагрегата. На данном уровне осуществляется диагностика, т.е. осуществляется переход к оценке технического состояния оборудования. Эффективность диагноза зависит от квалификации и опыта экспертов, выполняющих анализ результатов измерений [16].

Требования к порядку выполнения вибрационного контроля и нормы вибрации для оборудования определяются нормативными документами. При оценке вибрационного состояния машин применяются два критерия. Первый критерий связан со значениями измеряемых параметров вибрации, а второй - с изменениями этих значений.

Второй критерий основан на оценке изменения значения параметра вибрации по сравнению с предварительно заданным эталонным значением в установившемся режиме работы машины.

## **5.2 Первичные преобразователи**

Определение причин вибрации и возмущающих сил, вызывающих эту вибрацию, требует применения высококачественной аппаратуры, позволяющей с минимальными погрешностями преобразовать и записать измеряющиеся величины.

В процессе исследования вибрации агрегатов возникает необходимость замеров вибрации отдельных узлов агрегата; деформации и перемещения отдельных деталей и узлов агрегата; изменения давления в различных участках проточной части агрегата.

Специфическая особенность гидроагрегатов состоит в том, что диапазон

основных частот вибрации и возмущающих сил, действующих в агрегате, составляет от 0,5 до 500 Гц.

К виброизмерительной аппаратуре для исследования вибрации агрегатов ГЭС предъявляются следующие основные требования:

1. Обеспечение измерения частоты в диапазоне от 0,5 до 500 Гц.
2. Диапазон измеряемых амплитуд колебаний должен находиться в пределах от 0 до 2000 мкм.
3. Чувствительность преобразователей должна обеспечивать измерение смещения до 5 мкм.
4. Погрешность измерения амплитуд вибрации должна быть не более
5. Обеспечение измерения сдвига фазы вибрации в пределах 0-360.
6. Фазовая погрешность не должна превышать 10%.
7. Должно отсутствовать влияние компонент вибрации друг на друга.
8. Возможность измерения вибрации отдельно в трех направлениях.
9. Стабильность настройки и характеристик при колебании окружающей температуры в пределах
10. Отсутствие влияния переменных магнитных и электростатических полей напряженностью до 30 э с частотой 50 Гц.
11. Воспроизведение без больших искажений единичных импульсов вибрации.
12. Высокая износостойчивость.

### **5.3 Датчики вибрации**

Датчик вибрации (виброметр) – прибор, позволяющий определять параметры вибрационных явлений. Наиболее часто виброметры используются для определения:

1. Виброскорости
2. Виброускорения
3. Виброперемещения

По принципу механизмов преобразования датчики бывают:

- Пьезоэлектрические
- Оптические
- Вихретоковые
- Емкостные

Из выше перечисленных видов преобразования наиболее широко используется пьезоэлектрические, вихретоковые и емкостные.

### **5.3.1 Пьезоэлектрические акселерометры**

В основу работы данного типа приборов положен пьезоэффект – явление возникновения разности потенциалов на пьезокристалле при его механической деформации. Внутри корпуса виброметра содержится инертное тело, подвешенное на упругих элементах, содержащих пьезоэлектрический материал. Если корпус прибора прикреплен к вибрирующей поверхности, упругие элементы регистрируют колебания инертного тела, которое не прикреплено непосредственно к корпусу, а потому стремится сохранять своё первоначальное положение. В целом, в данной конфигурации пьезоэлектрический виброметр есть не что иное, как акселерометр.

Пьезоэлектрический акселерометр является универсальным вибродатчиком, в настоящее время применяемым почти во всех областях измерения и анализа механических колебаний. Эксплуатационная характеристика пьезоэлектрических акселерометров в общем лучше характеристики любого другого вибродатчика. Пьезоэлектрические акселерометры отличаются широкими рабочими частотным и динамическим диапазонами, линейными характеристиками в этих широких диапазонах, прочной конструкцией, надежностью и долговременной стабильностью параметров.

Так как пьезоэлектрические акселерометры являются активными датчиками, генерирующими пропорциональный механическим колебаниям

электрический сигнал, при их эксплуатации не нужен источник питания. Отсутствие движущихся элементов конструкции исключает возможность износа и гарантирует исключительную долговечность пьезоэлектрических акселерометров. Отметим, что отдаваемый акселерометром сигнал, пропорциональный ускорению, можно интегрировать с целью измерения и анализа скорости и смещения механических колебаний.

Основным элементом пьезоэлектрического акселерометра является диск из пьезоэлектрического материала, в качестве которого нормально используется искусственно поляризованная ферроэлектрическая керамика. Подвергаемый действию силы (при растяжении, сжатии или сдвиге) пьезоэлектрический материал генерирует на своих поверхностях, к которым прикреплены электроды, электрический заряд, пропорциональный воздействующей силе.

Пьезоэлектрический акселерометр с элементами конструкции представлен на рисунке 38.



Рисунок 38 – Пьезоэлектрический акселерометр

Пьезоэлемент практических пьезоэлектрических акселерометров сконструирован так, что при возбуждении механическими колебаниями предусмотренная в корпусе акселерометра масса воздействует на него силой, пропорциональной ускорению механических колебаний. Это соответствует закону, согласно которому сила равна произведению массы и ускорения.

На частотах значительно меньших резонансной частоты общей системы масса пружина ускорение массы акселерометра идентично ускорению его основания и, следовательно, отдаваемый акселерометром электрический сигнал пропорционален ускорению воздействующих на него механических колебаний.

Основные варианты конструкции практических пьезоэлектрических акселерометров следующие:

Вариант сжатия, в котором масса воздействует силой сжатия на пьезоэлектрический элемент.

Вариант сдвига, характерным для которого является работа пьезоэлемента под действием срезающего усилия, обусловливаемого внутренней массой акселерометра.

Основным недостатком этого класса приборов является необходимость соприкосновения чувствительной части с измеряемым объектом.

### **5.3.2. Вихретоковые датчики вибрации**

Вихретоковые датчики предназначены для бесконтактного измерения вибрации перемещения и частоты вращения электропроводящих объектов. Наиболее часто объектом контроля является осевое смещение и радиальная вибрация вала ротора относительно корпуса.

Вихретоковый датчик состоит из бесконтактного вихревого зонда, удлиненного кабеля и драйвера.

На рисунке 39 представлен вихретоковый датчик.



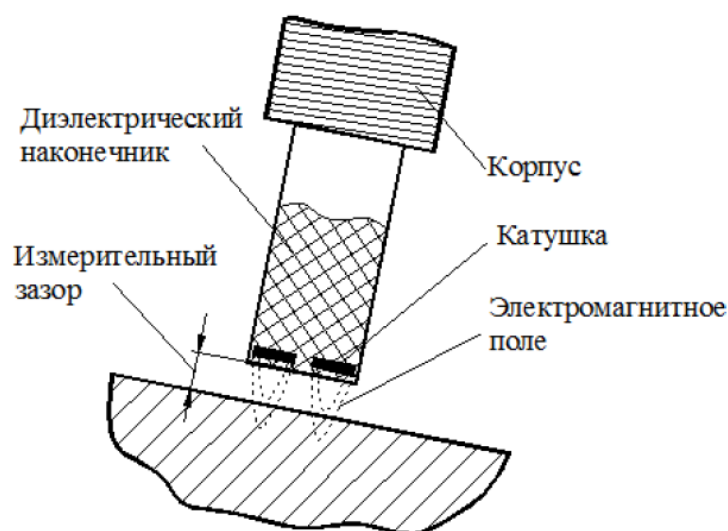


Рисунок 39 – Вихретоковый датчик

Вихревой датчик представляет собой металлический зонд с диэлектрическим наконечником на одном конце и небольшим отрезком коаксиального кабеля на другом. С помощью коаксиального удлинительного кабеля зонд подключается к драйверу. Драйвер представляет собой электронный блок, который вырабатывает сигнал возбуждения пробника и осуществляет выделение информативного параметра.

Выходным сигналом драйвера является, электрический сигнал пропорциональный расстоянию от торца вихревого пробника до контролируемого объекта.

В торце диэлектрического наконечника вихревого зонда находится катушка индуктивности. Драйвер обеспечивает возбуждение высокочастотных колебаний в катушке, в результате чего возникает электромагнитное поле, которое взаимодействует с материалом контролируемого объекта. Если материал обладает электропроводностью, на его поверхности наводятся вихревые токи, которые, в свою очередь, изменяют параметры катушки - ее активное и индуктивное сопротивление. Параметры, меняются при изменении зазора между контролируемым объектом и торцом зонда. Датчик преобразует эти изменения в электрический сигнал, осуществляет его линеаризацию и масштабирование.

Использование соединительного кабеля, состоящего из двух частей -

кабеля зонда и удлинительного кабеля выгодно с технологической точки зрения. С помощью типового набора удлинительных кабелей разной длины, удобно задавать общую длину системы. Для защиты от механического повреждения весь кабель или его отдельные части армируются.

Драйвер представляет собой герметичную металлическую коробку, на которой имеется коаксиальный соединитель для подключения кабеля, а также клеммы питания, земли, общего провода и выходного сигнала.

Вихретоковые датчики обладают хорошим частотным откликом (реакция на изменение расстояния между торцом зонда и объектом контроля). Обычно частотный диапазон составляет 0 - 10000 Гц. При этом неравномерность амплитудно-частотной характеристики не превышает 0,5 дБ.

Входным параметром вихретокового датчика является величина зазора между торцом пробника и электропроводящим объектом. Величина измеряемого зазора составляет несколько миллиметров и зависит от диаметра катушки, заключенной в торце диэлектрического наконечника. Выходной сигнал, пропорциональный измеряемому зазору, может быть представлен в виде напряжения, тока или в цифровом формате (определяется типом системы наблюдения).

Для драйверов с выходным сигналом в виде напряжения указывают чувствительность (коэффициент преобразования зазора в электрический сигнал), которая в большинстве случаев составляет 8мВ/мкм. Часто для сопряжения вихретокового датчика с типовыми системами мониторинга необходимо дополнительное преобразование выходного напряжения в формат 4-20мА токовой петли или в цифровой вид.

Устройства, сочетающие функции драйвера и дополнительного формирователя называют трансмиттерами. Приоритетной областью использования вихретоковых датчиков является контроль осевого смещения и поперечного биения валов гидроагрегатов. Применение для этих целей датчиков скорости и ускорения, хотя и допустимо, но неоправданно, поскольку из-за слабого отклика на низких частотах (<10 Гц) и значительного

поглощения вибрации массивным корпусом установки, результат будет иметь большую погрешность. Вихретоковый метод напротив обладает исключительной точностью, поскольку не только не имеет нижнего предела по частоте, но и не требует математической обработки результатов измерения ввиду прямого соответствия выходного сигнала текущему смещению вала или измерительного буртика относительно корпуса.

Для измерения величины радиальной вибрации, как правило, используют два датчика установленные перпендикулярно валу и развернутые относительно друг друга на 90 градусов.

Ортогональное X-Y размещение датчиков улучшает диагностические возможности, поскольку при наличии соответствующих средств мониторинга позволяет визуально наблюдать орбиту движения вала в радиальной плоскости.

Для измерения осевого сдвига датчик размещают параллельно оси в торце вала и (или) параллельно плоскости измерительного буртика.

В некоторых случаях для усиления диагностических возможностей в торце вала рекомендуется устанавливать два датчика. Это позволяет помимо смещения измерять угол отклонения вала от осевой линии.

Вихретоковые датчики часто используются для измерения частоты вращения или углового положения ротора. Формирование отклика датчика обеспечивается небольшим выступом или углублением на валу. Такой датчик называют фазовым ключом (формирователь фазовой метки). Его часто используют совместно с X-Y датчиками радиальной вибрации для определения ориентации орбиты движения вала относительно фазовой метки. Эта информация позволяет легко определить место установки противовеса для устранения дисбаланса вала.

Для измерения углового положения идеально подходит зубчатое колесо. Количество импульсов, соответствующих числу зубьев от начала отсчета определяет текущее угловое положение вала.

Использование в вихретоковой системе трансмиттера вместо драйвера

позволяет получить на выходе сигнал, величина которого прямо пропорциональна числу оборотов в минуту или вибрации от пика до пика во всем частотном диапазоне.

### 5.3.3 Оптические виброметры

В основу работы оптического виброметра подобно ультразвуковым датчикам перемещения положен эффект Доплера. Прибор обычно содержит лазерный источник излучения, приёмную оптическую схему, а также электронную схему обработки. При отражении излучения от неподвижного объекта длина волны принятого луча не отличается от истинной длины волны лазера. Если объект перемещается вдоль оси излучения, происходит сдвиг длины волны отражённого излучения на некоторую величину (эффект Доплера), значение и знак которой несут информацию о скорости и направлении движения объекта, а используемая в составе приёмного оптического модуля интерферометрическая схема позволяет определить эту величину. Таким образом, колебания отражающей поверхности модулируют частотный сдвиг, и электронная обработка этого сигнала модуляции позволяет получить параметры вибрационных колебаний.

Принципиальная схема оптического виброметра представлена на рисунке 40.

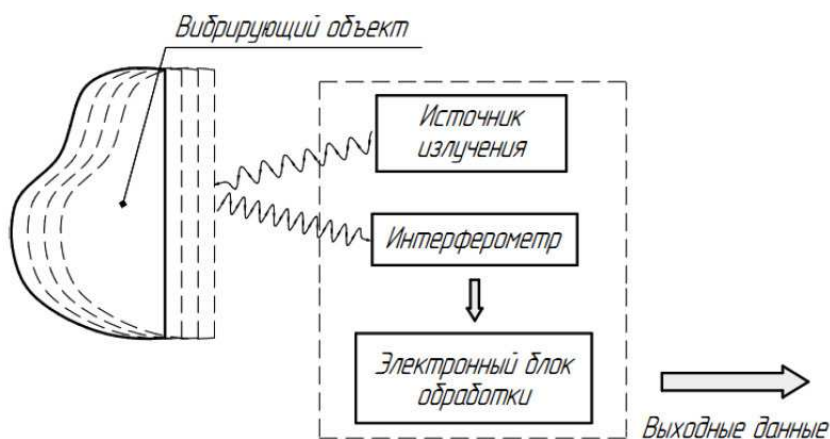


Рисунок 40 – Принципиальная схема оптического виброметра

Одним из основных достоинств оптических виброметров является то,

что диагностика с их помощью может проводиться бесконтактно, при их использовании в стационарном измерительном комплексе требуется лишь однократная фокусировка на измеряемой поверхности. Кроме того, устройства этого типа обладают высокой точностью и быстродействием, поскольку лишены подвижных элементов. К недостаткам можно отнести довольно высокую цену.

#### 5.4 Место установки датчиков

Датчики вибрации непосредственно устанавливаются на элементах гидроагрегата, места размещения датчиком представлены на рисунке 41.

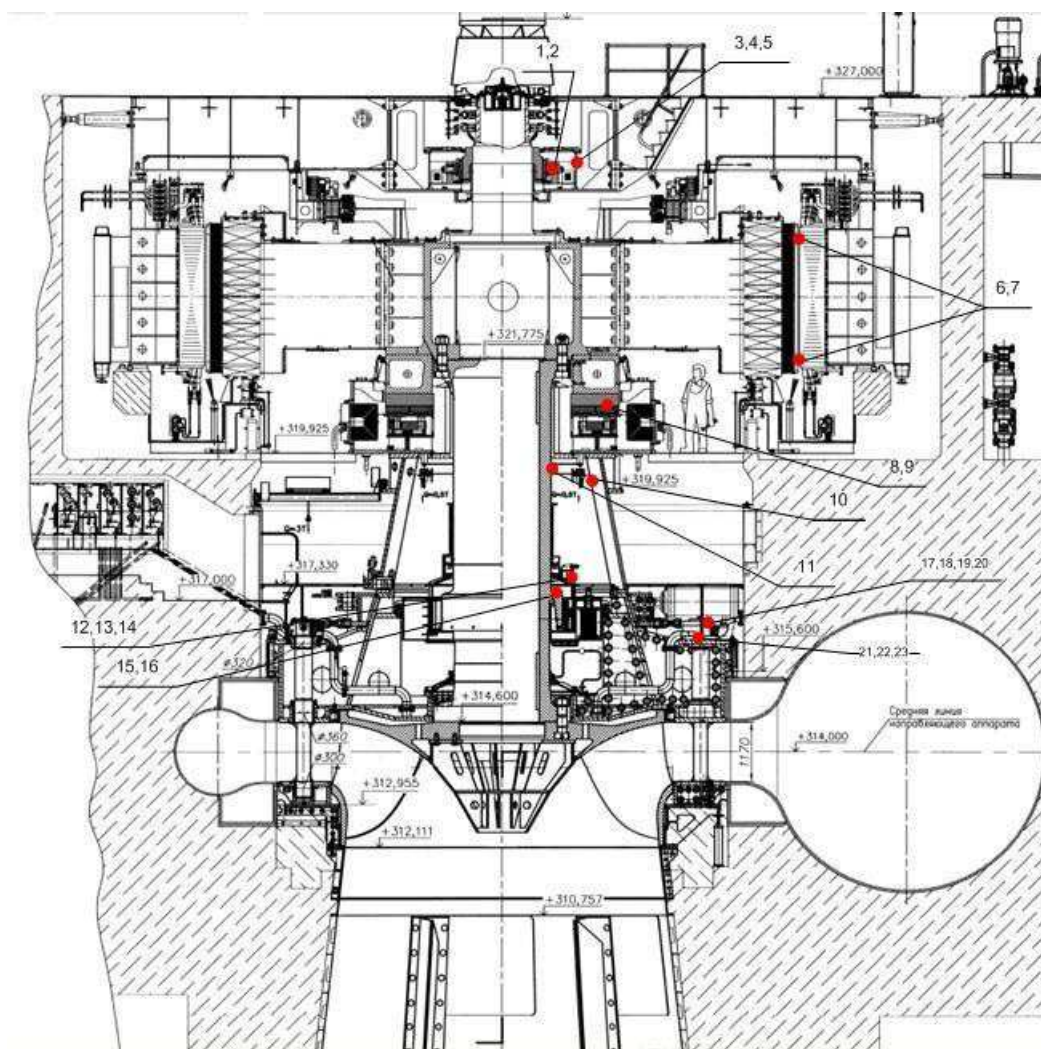


Рисунок 41–Места размещения датчиков вибрации

1. На генераторном подшипнике (датчики 1,2 измеряют относительное радиальное виброперемещение вала насадки в районе генераторного

подшипника, датчики 3,4 измеряют абсолютное радиальное виброперемещение генераторного подшипника, датчик 5 –измеряет абсолютное вертикальное виброперемещение генераторного подшипника со стороны НБ).

2. В зазоре статора генератора (датчики 6,7 – измеряют воздушный зазор главного генератора (16 точек контроля)).

3. В подпятнике генератора (датчики 8,9 служат для измерения относительного вертикального виброперемещения диска подпятника).

4. На опоре подпятника (датчик 10 измеряет абсолютное вертикальное виброперемещение опоры подпятника со стороны нижнего бьефа).

5. Под подпятником (датчик 11 отметчик оборотов).

6. На турбинном подшипнике ( датчики 12,13 служат для измерения абсолютного радиального виброперемещения турбинного подшипника, датчик 14 для измерения абсолютного вертикального виброперемещения турбинного подшипника со стороны НБ, датчики 15,16 - Относительное радиальное виброперемещение вала в районе турбинного подшипника).

7. На лопатках направляющего аппарата (датчики 17,19 служат для измерения абсолютного вертикального виброускорения лопаток направляющего аппарата, датчики 18,20 для измерения абсолютной радиальной виброускорения лопаток направляющего аппарата).

8. На крышке турбины (датчик 21 измеряет относительное радиальное виброперемещение крышки турбины со стороны НБ, датчики 22,23 - относительное вертикальное виброперемещение крышки турбины).

## **5.5 Крестовины гидрогенератора**

Несмотря на многочисленность исполнений, различаются два основных типа: грузонесущие, или опорные, крестовины и не грузонесущие. Первые воспринимают и передают на фундамент или статор значительные по значению аксиальные усилия от подпятника и одновременно радиальные

усилия от направляющего подшипника.

В гидрогенераторах подвешенного исполнения опорными крестовинами являются верхние; в зонтичных машинах, когда подпятник не может быть установлен на крышке турбины, опорной служит нижняя крестовина [23].

Кроме восприятия нагрузок от подпятника и направляющего подшипника, опорные крестовины выполняют также дополнительные функции. В подвесных машинах на верхней крестовине могут располагаться некоторые неподвижные узлы агрегата: станины возбuditелей, статоры вспомогательных генераторов, маслоприемники турбин и пр. Кроме того, крестовина поддерживает перекрытие шахты генератора, обычно расположенное на уровне пола машинного зала. На опорных крестовинах зонтичных генераторов помещают тормоза-домкраты и нижнее перекрытие, отделяющее пространство генератора от турбинного. Эти крестовины рассчитываются не только на нагрузки от подпятника и подшипника, но и на усилия, возникающие при торможении и подъеме ротора.

Негрузонесущие крестовины не несут значительных аксиальных нагрузок, а передают только радиальные усилия от подшипников и выполняют те функции, которые для опорных являются вспомогательными. Существенно влияют на конструкцию крестовин их габариты, которые определяют возможность транспортирования целиком крестовины или необходимость разъема ее на части.

### **5.5.1 Конструкция опорных крестовин**

В зависимости от значения действующих на крестовину сил и длины пролета применяются крестовины двух типов: лучевые и мостовые. При относительно небольших нагрузках и при пролете до 6 М могут применяться неразъемные мостовые крестовины с четырьмя опорными лапами. При значительных нагрузках и больших пролетах, когда требуется увеличить число точек опоры, используют лучевые крестовины. Такие крестовины

имеют центральную часть с габаритами, максимально допустимыми по транспортным возможностям, и радиально направленные отъемные лучи-лапы двутаврового сечения. Самые крупные из выполненных лучевых крестовин, воспринимающие нагрузку 20 МН при пролете 11 метров, имеют 12 лап.

Как разновидность лучевой опорной крестовины для небольших по диаметру, обычно быстроходных гидрогенераторов находят применение так называемые крестообразные неразъемные крестовины с четырьмя лучами более симметричные по жесткости, чем мостовые. Крестообразная опорная крестовина гидрогенератора подвесного типа представлена на рисунке 42.

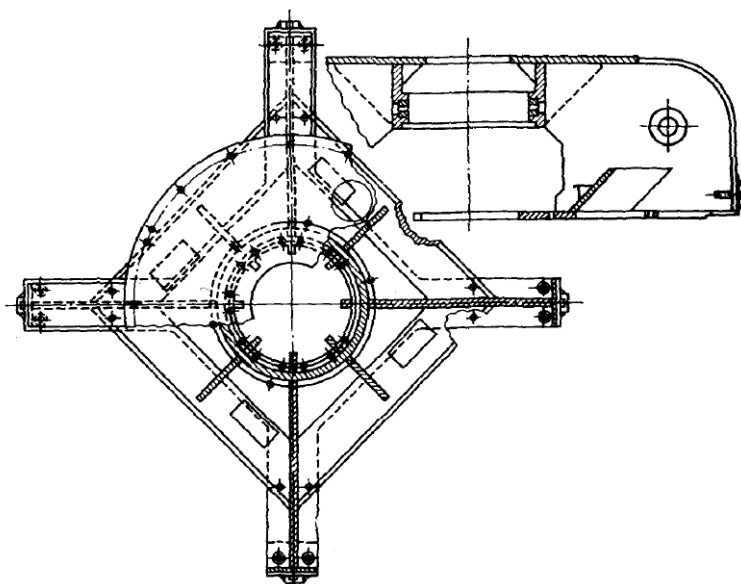


Рисунок 42 - Крестообразная опорная крестовина гидрогенератора подвесного типа

Опорные крестовины различаются также по размещению подпятника. Применяются два исполнения: с подпятником, находящимся внутри центральной части крестовины, и с подпятником, вынесенным из нее.

В первом варианте в общей ванне с подпятником устанавливается и направляющий подшипник, рисунок 43. Во втором-подпятник вынесен из крестовины и находится в нежестком баке. При этом подшипник помещают в самой крестовине, в отдельной ванне, которая обладает нужной жесткостью.

Несмотря на то, что в последнем случае для подшипника требуются



самостоятельные системы трубопроводов, масло охлаждения и уплотнений, обеспечить надежность крестовины значительно проще, так как ее сварные швы, воспринимающие большую нагрузку, не должны одновременно быть маслоплотными, а маслоплотные швы масляной ванны не подвергаются существенным нагрузкам.

В радиальном направлении лапы крестовин укрепляются домкратами или упорными болтами, распертыми в фундаментные плиты

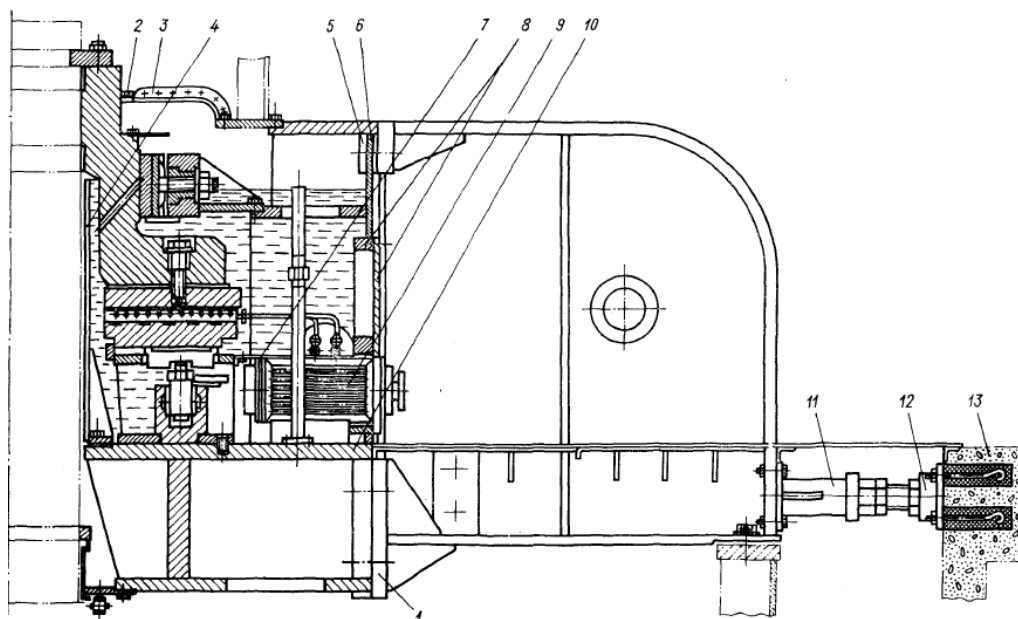


Рисунок 43 – Верхняя крестовина со встроенным подпятником и подшипником

1. Нижняя стыковая плита;
2. Уплотнение;
3. Крышка ванны;
4. Выгородка ванны;
5. Верхняя стыковая плита;
6. Стенка ванны;
7. Маслоразделительный щит;
8. Люк;
9. Маслоохладитель;
- 10.Дно масляной ванны;

- 11.Распорный домкрат;
- 12.Плита;
- 13.Фундамент.

### **5.5.2 Негрузонесущие крестовины**

Эти крестовины подвергаются небольшим усилиям, и их конструкция проще, чем опорных. Даже в подвесных гидрогенераторах, где нижние крестовины воспринимают дополнительную нагрузку от тормозов-домкратов, не требуется большого их усиления, так как тормоза располагаются вблизи опор.

Чаще всего не грузонесущие крестовины (верхние и нижние) выполняются лучевыми, причем нижние, когда диаметр шахты мал, могут быть цельными - без разъемов по лапам. Применяются также нижние крестообразные двухбалочные крестовины, на которых тормоза располагаются четырьмя сосредоточенными группами.

Верхние лучевые негрузонесущие крестовины чаще всего выполняются небольшой высоты—около 1 м, достаточной только для размещения ванны направляющего подшипника. Такая крестовина располагается под перекрытием, а на её центральной части, выше перекрытия, устанавливается подставка с размещенными в ней контактными кольцами, траверсой со щетками, регуляторным генератором и маслоприемником турбины.

В некоторых случаях верхние негрузонесущие крестовины выполняются по высоте примерно такими же, как опорные (но меньшей жесткости) , рисунок 44. Дополнительных подставок они не имеют, а контактные кольца и регуляторный генератор размещаются непосредственно в центральной части над ванной подшипника [24]. При наличии маслоприемника он ставится непосредственно на крестовину. Для удобства обслуживания этих узлов с перекрытия предусматриваются лестничные спуски.

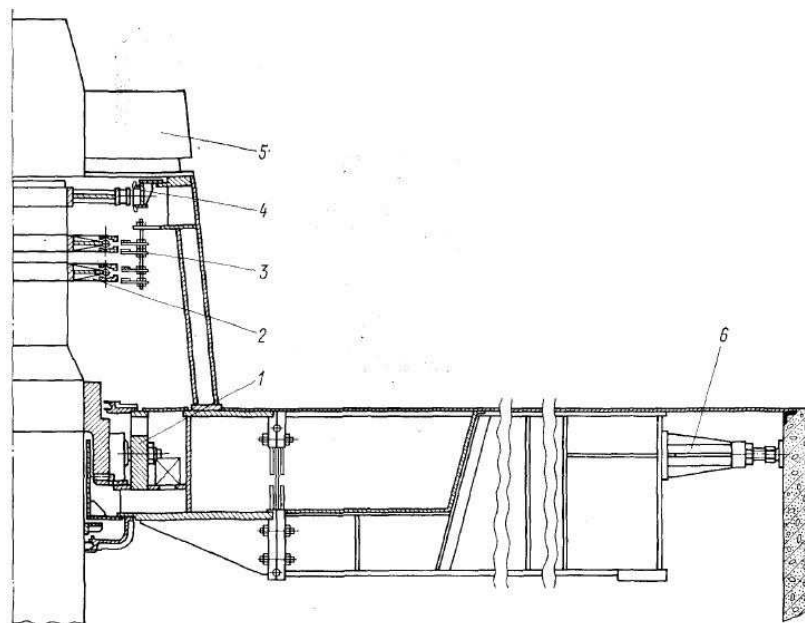


Рисунок 44 – Верхняя крестовина зонтичного гидрогенератора

1. Масляная ванна направляющего подшипника;
2. Контактные кольца;
3. Траверса со щетками;
4. Регуляторный генератор;
5. Маслоприемник турбины;
6. Домкрат распорный.

### **5.6 Алгоритм контроля ослабления крепления верхней крестовины зонтичного гидрогенератора**

Зачастую алгоритмы, автоматика, защиты, использующие данные с датчиков вибрации, отстраиваются от значений, полученных во время пуска ГА. Это связано с тем что, значения с датчиков в момент пуска ГА превышают предупредительные и аварийные уставки.

При пуске ГА с не ослабленным креплением верхней крестовины, максимальный размах вертикальной вибрации (двойная амплитуда) составляет около 120 мкм при первом открытии НА и наборе нагрузки, рисунок 45.

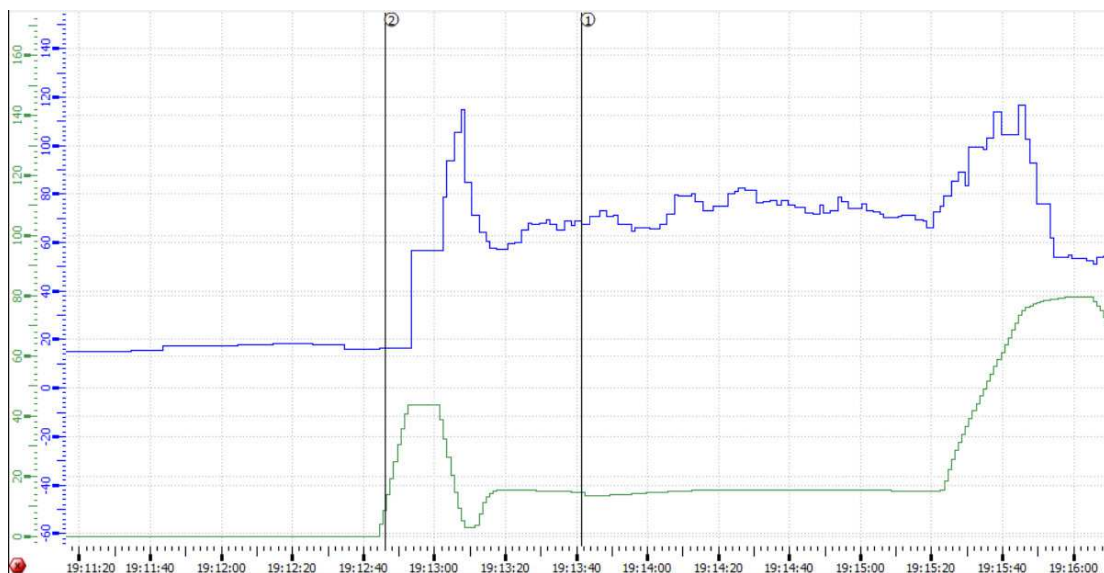


Рисунок 45 – Вертикальное виброперемещение генераторного подшипника

После того, как ГА включился на параллельную работу с сетью и набрал установленную мощность, размах вертикальной вибрации составил в среднем 55 мкм.

Но при ослаблении крепления верхней крестовины максимальное значение виброперемещений генераторного подшипника может достигать более 800 мкм в момент открытия НА на XX турбины, рисунок 46.

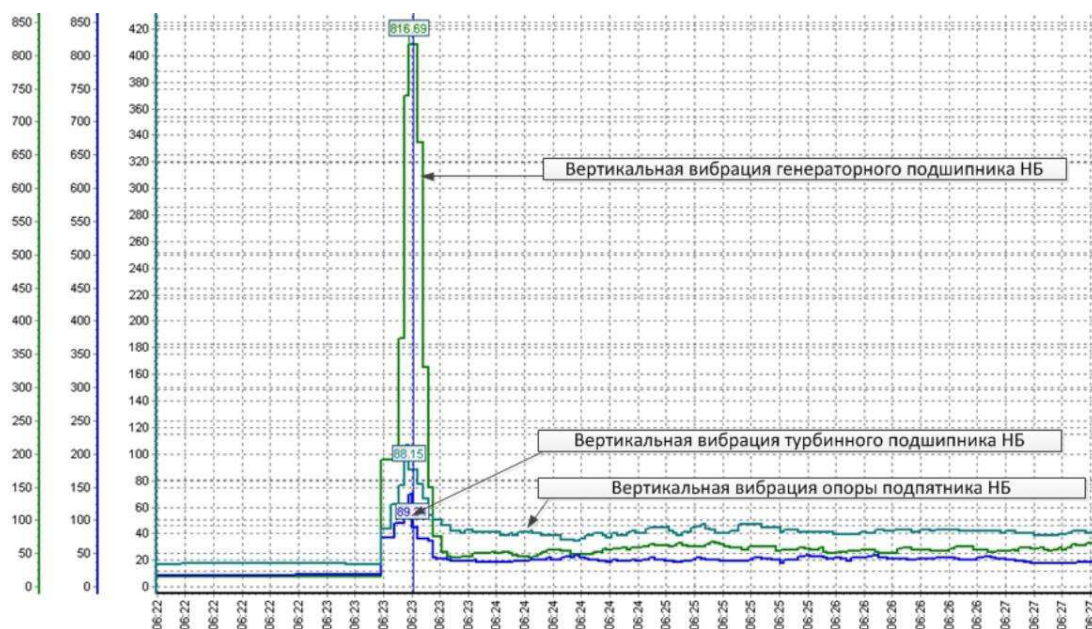


Рисунок 46 – Вертикальное виброперемещение генераторного подшипника с ослабленной верхней крестовиной

Как только переходные процессы в работе НА завершились, значение виброперемещения ГП составляют около 60 мкм.

В данном алгоритме необходимо акцентировать внимание только на период пуска ГА, так как при дальнейшем режиме работы ГА данный дефект выявить не удастся, поэтому время действия алгоритма ограничено 5 минутами.

Детально работу алгоритма можно представить следующим образом, первым шагом определяется исправность датчика. После идет проверка открытия направляющего аппарата. Алгоритм начинает функционировать только при отличном от 0% открытии НА. Если открытие НА гидроагрегата больше 0%, датчик вертикальной вибрации ГП исправен, то сигнал учитывается в ходе дальнейшего алгоритма.

После проверки входных параметров выполняется поиск максимального значения виброперемещения ГП. Во время первого цикла алгоритма «Сохраненное значение,  $V_{сохр}$ » имеет значение 0, а «Текущее значение,  $V_{тек}$ » будет постоянно изменяться и принимать значение «Сигнал вертикальной вибрации  $V$ , мкм». Если текущее значение будет больше чем сохраненное, то алгоритм присваивает значение вертикальной вибрации ГП с датчика, блоку «Сохраненное значение,  $V_{сохр}$ ». Тем самым этот алгоритм не остановится пока не будет найдено максимальное значение за 5 минут «работы» гидроагрегата. Данный этап алгоритма представлен на рисунке 47.

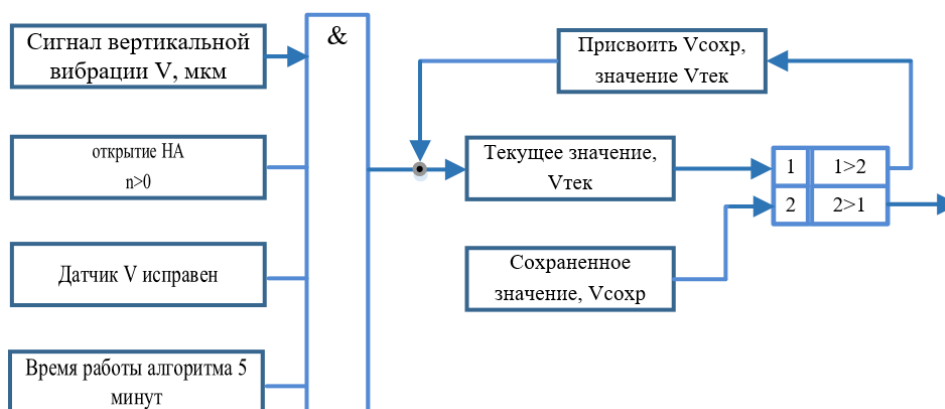


Рисунок 47 – Поиск максимального значения вертикального виброперемещения

После нахождения максимального значения вертикальной вибрации ГП, его значение сравнивается с уставкой, которая отстроена от пускового изменения вибрации. Так же данная уставка выбирается непосредственно для каждого ГА, потому что уровень вибрации при пуске у каждого ГА разный.

Ориентировочно уставка допустимого значения вертикальной вибрации принята следующей:

$$V_{\text{уставка}} = 150 \text{ мкм}$$

Поиск максимального значения вертикального виброперемещения в алгоритме реализован с помощью условия, рисунок 48.

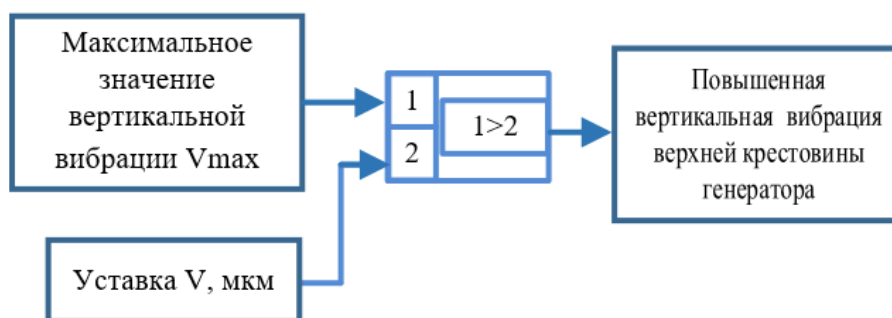


Рисунок 48 – Поиск максимального значения вертикального виброперемещения

Если уставка  $V$  будет меньше, чем максимальное значение вертикальной вибрации  $V_{max}$ , то подается сигнал, сообщение о том, что на гидроагрегате имеется «Повышенная вертикальная вибрация верхней крестовины генератора».

Полностью алгоритм представлен в приложении А на рисунке А.5.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе диссертационного исследования были получены алгоритмы раннего выявления дефектов ГА связанных с температурой, объёмом жидкости и уровнем вибрации. Были изучены основы вибрационного контроля, устройство узлов гидроагрегата, таких как: статор генератора, система регулирования гидроагрегата, подпятник и направляющие подшипники.

На сегодняшний день системы контроля достаточно хорошо справляются со своей задачей, но в ряде случаев не могут обеспечить полную безопасность оборудования, при этом они не определяют наличие дефекта, а реагируют на уже развитый дефект, привлекая к превышению контролируемого параметра.

Для определения дефектов на ранней стадии развития была поставлена задача создания алгоритмов. Решением поставленной задачи было использование опыта эксплуатации прошлых лет, а также осуществление поиска взаимосвязанных параметров ГА.

Главным преимуществом работы алгоритмов, является автоматическое определение дефекта на ранней стадии его развития, что дает возможность спланировать текущий ремонт гидроагрегата и исключить аварийные остановки гидроагрегата. При дальнейшем развитии и совершенствовании алгоритмов, будет возможен переход от капитальных ремонтов с определенным периодом к ремонтам по состоянию, что позволит сократить значительные экономические затраты.

На сегодняшний день основной проблемой внедрения алгоритмов является процесс настройки. Под настройкой понимается изменение уставок с целью повышения эффективности работы алгоритма. Доводка любого алгоритма — это трудоемкая и долговременная работа, которая в большинстве случаев выполняется на рабочем ГА, что увеличивает, и без того большое, время настройки. Помимо изменения значения уставок, в процессе опытной эксплуатации может потребоваться добавление в алгоритм новых функций или

же наоборот их удаление. Исходя из вышесказанного, можем сделать вывод, что сегодня создание полноценного рабочего алгоритма достаточно затруднительно.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Жданович А.А., Секретарев Ю.А. Исследование параметров эксплуатационной надежности гидроагрегата с помощью теории нечетких множеств // Научный Вестник НГТУ. 2010. №1. С. 145-159
2. Панк В.В., Новкунский А.А. Обзор конструкций направляющих резиновых подшипников валов вертикальных гидротурбин // Научный форум с международным участием «Неделя науки СПбПУ»: материалы научно-практической конференции. Институт энергетики и транспортных систем СПбПУ. В 2ч. Ч.2. СПб.: Издательство Политехн. Ун-та, 2015. С.83-85.
3. Глазырин, Г.В. Вибрационная диагностика вертикальных гидрогенераторов на базе АСУТП / Г.В.Глазырин, Т.А. Филлипова, В.Е.Глазырин // 2006 – 122-131
4. Белоглазов А. В. Разработка адаптивных средств выявления неисправностей и стратегии обслуживания гидроагрегатов / А. В. Белоглазов, В. Е. Глазырин // Новосибирск 2011.
5. Болдырев, Г.Г. Опыт практического применения систем мониторинга конструкций зданий / Г.Г. Болдырев, Д.Н. Валеев, А.А. Живаев // В мире неразрушающего контроля. – 2010. – № 2. – С. 54–59.
6. Захарова О.В. Программа оперативной оценки динамики ПИД регулирования / О.В. Захарова, А.Е. Ястребков, В.И. Раков // Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2014615387, 2014.
7. Захарова, О.В. Программный инструментарий ПИД-регулирования на базе арифметико-логического устройства непосредственного формирования / О.В. Захарова, С.С. Солдатов, Д.А. Самойлов, В.И. Раков // Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ, 2013
8. Расчеты деталей машин на выносливость в вероятностном аспекте / Под ред. Гусенкова А.П., Петровой И.М., Гадолиной И.В. – М.: МЦНТИ, 1991.

9. СТО 17330282.27.140.005-2008. Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введ. 2008-05-15.-М.:ОАО РАО ЕЭС РОССИИ, 2008, 82 стр.
10. Прототипная экспертная система диагностики технического состояния оборудования электростанций / Соболенко Н.А., Тягунов М.Г., Хоанг К.Т.Д., Шкурин А.Н.// Гидротехническое строительство. 1995.
11. Владиславлев, Л. А. Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций / Л. А. Владиславлев. 2-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергия, 1972. – 176 с.
12. Иванченко И.П. Вибрационная надежность гидротурбин. Обзор / И.П.Иванченко, А.Н.Прокопенко, Ю.И.Рабин, Л.Л.Смелков. – М.:Энергетическое машиностроение.- Сер.13.-Вып.13. - ЦНИИТЭИтяжмаш. - 1989. – 64 с.
13. СТО 17330282.27.140.001-2006. Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций [Электронный ресурс] : утв. ОАО РАО «ЕЭС России» 13.07.2006. - Режим доступа : <http://www.gostrf.com/Basesdoc/50/50534/index.htm>. - Загл. с экрана.
14. ГОСТ 20911-89. Техническая диагностика. Термины и определения. [Текст]. - Изд. офиц. - М. : Изд-во Гос. ком.стандартов СССР, 1989. - 34 с.
15. Обнаружение дефектов гидрогенераторов [Текст] / А. Е. Александров [и др.] ; под ред.: Л. Г. Мамиконянца, Ю. М. Элькинда - М. : Энергоатомиздат, 1985.-232 с.
16. Глазырин, Г. В. Вибрационная диагностика вертикальных гидроагрегатов на базе АСУТП [Текст] / Г. В. Глазырин, Т. А. Филиппова, В. Е. Глазырин // Докл. АН ВШ РФ. - 2006. - № 1 (6). - 122-131.
17. Бутенин, Н. В. Курс теоретической механики [Текст] : учеб. : в 2 т. / Н. В. Бутенин, Я. Л. Лунц, Д. Р. Меркин. - М. : Наука, 1985. - Т. 1.-735 с.
18. Четаев, Н. Г. Теоретическая механика [Текст] / Н. Г. Четаев ; под ред.: В. В. Румянцева, К.Е. Якимовой. - М. : Наука, 1987. - 367 с.
19. Zadeh, L. A. Fuzzy sets [Текст] / L. A. Zadeh // Information and Control

8 (3). - 1965. -Р . 338-353.

20. Беллман, Р. Принятие решений в расплывчатых условиях [Текст] / Р. Беллман, Л. Заде // Вопросы анализа и процедуры принятия решений. - М. : Изд-во Мир, 1976. - С. 172-215.

21. Штовба, С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MatLab [Текст] / С. Д. Штовба. - М. : Горячая линия - Телеком, 2007. - 288 с.

22. Глазырин, В. Е. Моделирование элементов автоматических устройств в пакете MICRO-CAP 7 [Текст] : метод, указания / В. Е. Глазырин, М. А. Купа-рев. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2004. - 43с.

23. Белоглазов А. В. Разработка адаптивных средств выявления неисправностей и стратегии обслуживания гидроагрегатов / А. В. Белоглазов, В. Е. Глазырин // Новосибирск 2011.

24. Смелков Л.Л. Определение внешних сил и моментов, действующих на ротор генератора (РГ) и рабочее колесо (РК) гидроагрегата / Л.Л.Смелков, А.Н.Прокопенко // СПб.: Труды ОАО «НПО ЦКТИ». –2002. - вып.291. - с. 162-164.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал  
паспорт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Погоняйченко И.Ю.

подпись

«14» сентября 2018 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**Разработка алгоритмов раннего выявления дефектов гидроагрегата**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Инженер по наладке и  
испытаниям 2  
категории СМО

Научный  
руководитель

  
подпись, дата

Филиала ПАО  
«РусГидро»-«Саяно-  
Шушенской ГЭС им.  
П. С. Непорожного»  
должность

М. А. Ананьев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

И. С. Камнев  
инициалы, фамилия

Рецензент

  
подпись, дата

Ведущий инженер по  
наладке и испытаниям  
СМО Филиала ПАО  
«РусГидро»-«Саяно-  
Шушенской ГЭС им.  
П. С. Непорожного»  
должность

К. А. Демшин  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

  
подпись, дата

  
должность

А. А. Чабанова  
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушка 2018